

前 言

本标准是根据住房和城乡建设部《关于印发〈2020年工程建设规范标准编制及相关工作计划〉的通知》(建标函〔2020〕9号)的要求,由中国石化工程建设有限公司会同有关单位共同编制完成的。

本标准在修订过程中,修订组进行了比较广泛的调查研究,组织了多次国内、国外考察,总结了我国汽车加油加气加氢站多年的设计、施工、建设、运营和管理等实践经验,借鉴了国内已有的行业标准和国外发达国家的相关标准,广泛征求了有关设计、施工、科研和管理等方面的意见,最后经审查定稿。

本标准的主要技术内容是:总则,术语和缩略语,基本规定,站址选择,站内平面布置,加油工艺及设施,LPG加气工艺及设施,CNG加气工艺及设施,LNG和L-CNG加气工艺及设施,高压储氢加氢工艺及设施,液氢储存工艺及设施,消防设施及给排水,电气、报警和紧急切断系统,采暖通风、建(构)筑物、绿化,工程施工等。

本标准修订的主要技术内容是:

1. 增加了加氢合建站的内容。
2. 调整了CNG加气站储气设施压力限值规定。
3. 提高了加油站环境保护要求。

本标准中以黑体字标志的条文为强制性条文,必须严格执行。

本标准由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释,由中国石油化工集团有限公司负责日常管理,由中国石化工程建设有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送中国石化工程建设有限公司(地址:北京市朝阳区安

慧北里安园 21 号, 邮编: 100101)。

本标准起草单位: 中国石化工程建设有限公司

中国市政工程华北设计研究总院有限公司

中国石油天然气股份有限公司规划总院

军事科学院国防工程研究院

中国石油工程建设有限公司西南分公司

中国石化销售股份有限公司

石油化工工程质量监督总站

中石化第四建设有限公司

中国石油天然气股份有限公司销售分公司

陕西省燃气设计院有限公司

四川川油天然气科技股份有限公司

中海石油气电集团有限责任公司

中石化广州工程有限公司

北京航天试验技术研究所

中国电子工程设计院有限公司

北京低碳清洁能源研究院

本标准参加单位: 北京三盈氢能装备有限公司

江苏国富氢能技术装备股份有限公司

正星科技股份有限公司

江苏安普特能源装备股份有限公司

本标准主要起草人员: 韩 钧 吴洪松 许文忠 江 宁

葛春玉 院振刚 蒲黎明 曹宏章

王全占 张 凯 陈立峰 蒋荣兴

戴文松 杨志华 吴文革 张建民

朱晓明	曾小军	刘汉宝	柯松林
付连科	黄 萍	刘 园	刘玉涛
王惠颖	王银锋	刘 栋	叶鑫午
王素华	陶 辉	姜 兵	许灯凯
蒋荣华	陈 静	王秀林	徐兴文
李功洲	何广利	黄 龙	顾建辉
况开锋	李明昕	马国良	
周家祥	倪照鹏	王维民	李 毅
何龙辉	马庚宇	谢 添	王铭坤
尹 强	宋玉银	陈嘉宾	王红霞
黎健强	赵吉诗	陈丽娟	薄 柯
韩武林	田小玲	曲 光	孙凤焕

本标准主要审查人员：

住房城乡建设部
浏览专用

目 次

1	总 则	(1)
2	术语和缩略语	(2)
2.1	术语	(2)
2.2	缩略语	(7)
3	基本规定	(8)
4	站址选择	(18)
5	站内平面布置	(28)
6	加油工艺及设施	(36)
6.1	油罐	(36)
6.2	加油机	(38)
6.3	工艺管道系统	(39)
6.4	撬装式加油装置	(42)
6.5	防渗措施	(44)
6.6	自助加油站(区)	(45)
7	LPG 加气工艺及设施	(47)
7.1	LPG 储罐	(47)
7.2	泵和压缩机	(49)
7.3	LPG 加气机	(50)
7.4	LPG 管道系统	(51)
7.5	槽车卸车点	(51)
8	CNG 加气工艺及设施	(53)
8.1	CNG 常规加气站和加气母站工艺设施	(53)
8.2	CNG 加气子站工艺设施	(56)
8.3	CNG 工艺设施的安全保护	(56)

8.4	CNG 管道及其组成件	(59)
9	LNG 和 L-CNG 加气工艺及设施	(60)
9.1	LNG 储罐、泵和气化器	(60)
9.2	LNG 卸车	(63)
9.3	LNG 加气区	(63)
9.4	LNG 管道系统	(64)
10	高压储氢加氢工艺及设施	(66)
10.1	一般规定	(66)
10.2	氢气卸车设施	(66)
10.3	氢气增压设施	(67)
10.4	氢气储存设施	(67)
10.5	氢气加注设施	(69)
10.6	管道及其组成件	(71)
10.7	工艺系统的安全防护	(73)
11	液氢储存工艺及设施	(76)
11.1	液氢储存设施	(76)
11.2	液氢卸车和增压设施	(79)
11.3	液氢管道和低温氢气管道及其组成件	(79)
12	消防设施及给排水	(82)
12.1	灭火器材配置	(82)
12.2	消防给水	(82)
12.3	给排水系统	(85)
13	电气、报警和紧急切断系统	(86)
13.1	供配电	(86)
13.2	防雷、防静电	(87)
13.3	充电设施	(89)
13.4	报警系统	(89)
13.5	紧急切断系统	(89)
14	采暖通风、建(构)筑物、绿化	(91)

14.1	采暖通风	(91)
14.2	建(构)筑物	(92)
14.3	绿化	(94)
15	工程施工	(95)
15.1	一般规定	(95)
15.2	材料和设备检验	(96)
15.3	土建工程	(98)
15.4	设备安装工程	(102)
15.5	油品、CNG 和 LNG 管道工程	(104)
15.6	氢气和液氢管道工程	(108)
15.7	电气仪表安装工程	(110)
15.8	防腐绝热工程	(112)
15.9	交工文件	(113)
附录 A	计算间距的起止点	(116)
附录 B	民用建筑物保护类别划分	(117)
附录 C	加油加气加氢站内爆炸危险区域的等级 和范围划分	(120)
附录 D	高压氢气管道、低温不锈钢管道及其组成件 技术要求	(138)
	本标准用词说明	(144)
	引用标准名录	(145)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms and abbreviations	(2)
2.1	Terms	(2)
2.2	Abbreviations	(7)
3	Basic requirements	(8)
4	Site choice of station	(18)
5	Layout of station	(28)
6	Oil fuelling process and facilities	(36)
6.1	Oil tank	(36)
6.2	Oil dispenser	(38)
6.3	Pipeline system	(39)
6.4	Portable fuel device	(42)
6.5	Seepage prevention measures	(44)
6.6	Self-service fuelling station(area)	(45)
7	LPG fuelling process and facilities	(47)
7.1	LPG tank	(47)
7.2	Pump and compressor	(49)
7.3	LPG dispenser	(50)
7.4	LPG pipeline system	(51)
7.5	Unloading point of tank car	(51)
8	CNG fuelling process and facilities	(53)
8.1	Process facilities of conventional CNG fuelling station and primary CNG fuelling station	(53)
8.2	Facilities of secondary CNG fuelling station	(56)

8.3	Protection measures for CNG process facilities	(56)
8.4	CNG piping system	(59)
9	LNG and L-CNG fuelling process and facilities	(60)
9.1	LNG tank, pump and gasifier	(60)
9.2	LNG unloading process	(63)
9.3	LNG fuelling area	(63)
9.4	LNG pipeline system	(64)
10	High pressure hydrogen storage technology and facilities	(66)
10.1	General requirements	(66)
10.2	Hydrogen unloading facility	(66)
10.3	Hydrogen pressure boost facility	(67)
10.4	Hydrogen storage facility	(67)
10.5	Hydrogen filling facility	(69)
10.6	Pipeline and pipeline components	(71)
10.7	Safety protection of process system	(73)
11	Liquid hydrogen storage technology and facilities	(76)
11.1	Liquid hydrogen storage facilities	(76)
11.2	Liquid hydrogen unloading and pressurization facilities	(79)
11.3	Liquid hydrogen pipeline and low temperature hydrogen pipeline and pipeline components	(79)
12	Fire protection system, water supply and drain system	(82)
12.1	Fire extinguishers	(82)
12.2	Water supply for fire protection	(82)
12.3	Water supply and drain system	(85)
13	Electric, alarm system and emergency cut-off system	(86)
13.1	Power supply	(86)

13.2	Lightningproof and anti-static measures	(87)
13.3	Charging facilities	(89)
13.4	Alarm system	(89)
13.5	Emergency shut-down system	(89)
14	Heating, ventilation, buildings and virescence	(91)
14.1	Heating and ventilation	(91)
14.2	Buildings	(92)
14.3	Virescence	(94)
15	Construction	(95)
15.1	General requirements	(95)
15.2	Material and equipment inspection	(96)
15.3	Civil engineering construction	(98)
15.4	Installation of equipments	(102)
15.5	Fabrication of oil, CNG and LNG pipeline	(104)
15.6	Fabrication of gaseous and liquified hydrogen pipeline	(108)
15.7	Fabrication of electrical equipments and instruments	(110)
15.8	Pipeline anti-corrosion and thermal insulation	(112)
15.9	Finishing documents	(113)
Appendix A	The calculating points of clearance distance	(116)
Appendix B	Classification of protection for civil buildings	(117)
Appendix C	Classification and range of explosive danger zones	(120)
Appendix D	Technical requirements for high pressure hydrogen pipes, low temperature stainless steel pipes and their components	(138)
	Explanation of wording in this standard	(144)
	List of quoted standards	(145)

1 总 则

1.0.1 为了在汽车加油加气加氢站设计和施工中贯彻国家有关方针政策,统一技术要求,做到安全适用、技术先进、经济合理,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于新建、扩建和改建的汽车加油站、加气站、加油加气合建站、加油加氢合建站、加气加氢合建站、加油加气加氢合建站工程的设计和施工。

1.0.3 汽车加油加气加氢站的设计和施工,除应符合本标准外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术语和缩略语

2.1 术语

2.1.1 汽车加油加气加氢站 fuelling station

为机动车加注车用燃料,包括汽油、柴油、LPG、CNG、LNG、氢气和液氢的场所,是加油站、加气站、加油加气合建站、加油加氢合建站、加气加氢合建站、加油加气加氢合建站的统称。

2.1.2 加油站 oil fuelling station

具有储油设施,使用加油机为机动车加注汽油(含甲醇汽油、乙醇汽油)、柴油等车用燃油的场所。

2.1.3 加气站 gas fuelling station

具有储气设施,使用加气机为机动车加注车用 LPG、CNG 或 LNG 等车用燃气的场所。

2.1.4 LPG 加气站 LPG fuelling station

为 LPG 汽车储气瓶充装车用 LPG,并可提供其他便利性服务的场所。

2.1.5 CNG 加气站 CNG fuelling station

各类 CNG 加气站的统称。

2.1.6 CNG 常规加气站 conventional CNG fuelling station

从站外天然气管道取气,经过工艺处理并增压后,通过加气机给汽车 CNG 储气瓶充装车用 CNG 的场所。

2.1.7 CNG 加气母站 primary CNG fuelling station

从站外天然气管道取气,经过工艺处理并增压后,通过加气柱给服务于 CNG 加气子站的 CNG 长管拖车或管束式集装箱充装 CNG 的场所。

2.1.8 CNG 加气子站 secondary CNG fuelling station

用 CNG 长管拖车或管束式集装箱运进 CNG,通过加气机为汽车 CNG 储气瓶充装 CNG 的场所。

2.1.9 LNG 加气站 LNG fuelling station

具有 LNG 储存设施,使用 LNG 加气机为 LNG 汽车储气瓶充装车用 LNG 的场所。

2.1.10 L-CNG 加气站 L-CNG fuelling station

能将 LNG 转化为 CNG,并为 CNG 汽车储气瓶充装车用 CNG 的场所。

2.1.11 加氢设施 hydrogen fuelling facilities

加氢工艺设备与管道等系统的统称,包括高压储氢加氢设施、液氢储氢加氢设施、氢燃料储运设施等。

2.1.12 加油加气合建站 oil and gas combined fuelling station

具有储油(气)设施,既能为机动车加注车用燃油,又能加注车用燃气的场所。

2.1.13 加油加氢合建站 oil and hydrogen combined fuelling station

既为汽车的油箱充装汽油或柴油,又为氢燃料汽车的储氢瓶充装氢气或液氢的场所。

2.1.14 加气加氢合建站 gas and hydrogen combined fuelling station

既为天然气汽车的储气瓶充装压缩天然气或液化天然气,又为氢燃料汽车的储氢瓶充装氢气或液氢的场所。

2.1.15 加油加气加氢合建站 oil and gas and hydrogen combined fuelling station

为汽车油箱充装汽油或柴油,为天然气汽车的储气瓶充装压缩天然气或液化天然气,为氢能汽车储氢设备充装车用氢气或液氢的场所。

2.1.16 加氢合建站 combined fuelling station

加油加氢合建站、加气加氢合建站、加油加气加氢合建站的统称。

2.1.17 站房 station house

用于汽车加油加气加氢站管理、经营和提供其他便利性服务的建筑物。

2.1.18 作业区 operation area

汽车加油加气加氢站内布置工艺设备的区域。该区域的边界线为设备爆炸危险区域边界线加 3m,对柴油设备为设备外缘加 3m。

2.1.19 辅助服务区 auxiliary service area

汽车加油加气加氢站用地红线范围内作业区以外的区域。

2.1.20 安全拉断阀 safe-break valve

在一定外力作用下自动断开,断开后的两节均具有自密封功能的装置。该装置安装在加油机、加气机、加氢机、加(卸)气柱的软管上,是防止软管被拉断而发生泄漏事故的专用保护装置。

2.1.21 管道组成件 piping components

用于连接或装配管道的元件,包括管子、管件、阀门、法兰、垫片、紧固件、接头、耐压软管、过滤器、阻火器等。

2.1.22 工艺设备 process equipment

设置在汽车加油加气加氢站内的液体燃料卸车接口、油罐、LPG 储罐、LNG 储罐、CNG 储气瓶、储气井、储氢容器、液氢储罐、加油机、加气(氢)机、加(卸)气(氢)柱、通气管(放空管)、CNG 和氢气长管拖车、LPG 泵、LNG 泵、CNG 压缩机、LPG 压缩机、LNG 气化器、氢气压缩机、液氢增压泵、液氢气化器等的统称。

2.1.23 电动汽车充电设施 EV charging facilities

为电动汽车提供充电服务的相关电气设备,如低压开关柜、直流充电桩、交流充电桩和电池更换装置等。

2.1.24 卸车点 unloading point

接卸汽车罐车所载油品、LPG、LNG、液氢的固定地点。

2.1.25 埋地油罐 buried oil tank

罐顶低于周围 4m 范围内的地面,并采用覆土或罐池充沙方式埋设在地下的卧式油品储罐。

2.1.26 加油岛 oil fuelling island

用于安装加油机的平台。

2.1.27 汽油设备 gasoline-fuelling equipment

为机动车加注汽油而设置的汽油罐(含其通气管)、汽油加油机等固定设备。

2.1.28 柴油设备 diesel-fuelling equipment

为机动车加注柴油而设置的柴油罐(含其通气管)、柴油加油机等固定设备。

2.1.29 卸油油气回收系统 vapor recovery system for gasoline unloading process

将油罐车向汽油罐卸油时产生的油气密闭回收至油罐车内的系统。

2.1.30 加油油气回收系统 vapor recovery system for fuelling process

将汽油车辆加油时产生的油气密闭回收至汽油罐的系统。

2.1.31 橇装式加油装置 portable oil device

将防火防爆油罐、加油机、自动灭火装置等设备及其配件整体装配于一个钢制橇体的地面加油装置。

2.1.32 自助加油站(区) self-service oil fuelling station(area)

具备相应的安全防护设施,可由顾客自行完成车辆加注燃油作业的加油站(区)。

2.1.33 埋地 LPG 罐 buried LPG tank

罐顶低于周围 4m 范围内的地面,并采用直接覆土或罐池充沙方式埋在地下的卧式 LPG 储罐。

2.1.34 加气(氢)岛 gas fuelling island

用于安装加气(氢)机的平台。

2.1.35 CNG 加(卸)气设备 CNG fuelling (unloading) facility

CNG 加气机、加气柱、卸气柱的统称。

2.1.36 加气机 gas dispenser

用于向燃气汽车储气瓶充装 LPG、CNG 或 LNG, 并带有计量、计价装置的专用设备。

2.1.37 CNG(氢气)加(卸)气柱 CNG(H₂)dispensing (bleeding) pole

用于向长管拖车或管束式集装箱储气瓶充装(卸出)CNG(氢气), 并带有计量装置的专用设备。

2.1.38 储气井 CNG(H₂)storage well

竖向埋设于地下, 用于储存 CNG 或氢气的管状设施, 由井底装置、井筒、内置排液管、井口装置等构成。

2.1.39 CNG 储气瓶组 CNG storage cylinder group

将若干个瓶式压力容器组装在一个橇体上并配置相应的连接管道、阀门、安全附件, 用于储存 CNG 的装置。

2.1.40 CNG 固定储气设施 CNG fixed storage facility

安装在固定位置的地上或地下储气瓶(组)和储气井的统称。

2.1.41 CNG 储气设施 CNG storage facility

储存 CNG 的储气瓶(组)、储气井和车载储气瓶组的统称。

2.1.42 CNG 储气设施的总容积 total volume of CNG storage facility

CNG 固定储气设施与所有处于满载或作业状态的车载 CNG 储气瓶(组)的几何容积之和。

2.1.43 地下 LNG 储罐 underground LNG tank

罐顶低于周围 4m 范围内的地面, 标高不小于 0.2m, 并设置在罐池中的 LNG 储罐。

2.1.44 半地下 LNG 储罐 semi-underground LNG tank

罐体一半以上安装在周围 4m 范围内地面以下, 并设置在罐池中的 LNG 储罐。

2.1.45 防护堤 safety dike

用于拦蓄 LPG、LNG 储罐事故时溢出的易燃和可燃液体的构筑物。

2.1.46 LNG 橇装设备 LNG portable equipments

将 LNG 储罐、加气机、放空管、泵、气化器等 LNG 设备全部或部分装配于一个橇体(即刚性底架,可带箱体)上的设备组合体。

2.1.47 储氢容器 gaseous hydrogen storage vessel

储存氢气的压力容器,包括罐式储氢压力容器和瓶式储氢压力容器。

2.1.48 储氢瓶组 cylinder assemblies storage for gaseous hydrogen

将若干个瓶式压力容器组装在一个橇体上并配置相应的连接管道、阀门、安全附件,用于储存氢气的装置。

2.1.49 氢气储存设施 gaseous hydrogen storage facility

储氢容器和氢气储气井的统称。

2.1.50 液氢储罐 liquefied hydrogen storage tank

储存液化氢气的罐式压力容器。

2.1.51 加氢机 hydrogen dispenser

用于向氢能汽车的储氢设备充装氢气或液氢,并带有控制、计量、计价装置的专用设备。

2.1.52 橇装工艺设备 portable process equipments

由制造厂整体制造,将工艺设备及其配件装配于一个钢制橇体上,具有一定功能的设备组合体。

2.1.53 未爆先漏 leak-before burst

容器的裂纹在厚度范围内稳定扩展,在发生失稳爆破前穿透壁厚导致内部介质泄漏的情况。

2.2 缩 略 语

LPG	liquefied petroleum gas	液化石油气
CNG	compressed natural gas	压缩天然气
LNG	liquefied natural gas	液化天然气
L-CNG	transform LNG to CNG	由 LNG 转化为 CNG

3 基本规定

3.0.1 向汽车加油加气加氢站供应汽油、柴油、LPG、LNG、液氢,可采取罐车或罐式集装箱运输或管道输送的方式,供应CNG、氢气可采取长管拖车、管束式集装箱运输或管道输送的方式。

3.0.2 汽车加油加气加氢站的规模应根据资源条件、市场需求、周边环境等因素统筹确定。加油站、加气站、加氢站可按本标准第3.0.12条~第3.0.23条的规定联合建站。

3.0.3 橇装式加油装置不得用于企业自用、临时或特定场所之外的场所,并应单独建站。采用橇装式加油装置的加油站,其设计与安装应符合现行行业标准《采用橇装式加油装置的汽车加油站技术规范》SH/T 3134和本标准第6.4节的有关规定。

3.0.4 加油站内乙醇汽油设施的设计,除应符合本标准的规定外,尚应符合现行国家标准《车用乙醇汽油储运设计规范》GB/T 50610的有关规定。

3.0.5 汽车加油加气加氢站内可设置电动汽车充电设施。电动汽车充电设施的设计,除应符合本标准的规定外,尚应符合现行国家标准《电动汽车充电站设计规范》GB 50966的有关规定。

3.0.6 CNG加气站、LNG加气站与城镇天然气门站和储配站、LNG气化站的合建站,以及CNG加气站、LNG加气站与城镇天然气接收门站的合建站,设计与施工除应符合本标准的规定外,尚应符合现行国家标准《城镇燃气设计规范》GB 50028的有关规定。

3.0.7 CNG加气站与天然气输气管道场站合建站的设计与施工,除应符合本标准的规定外,尚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。

3.0.8 汽车加油加气加氢站可按国家有关规定设置经营非油品

业务的设施。

3.0.9 加油站的等级划分应符合表 3.0.9 的规定。

表 3.0.9 加油站的等级划分

加油站等级	加油站油罐容积(m^3)	
	总容积 V	单罐容积
一级	$150 < V \leq 210$	≤ 50
二级	$90 < V \leq 150$	≤ 50
三级	$V \leq 90$	汽油罐 ≤ 30 , 柴油罐 ≤ 50

注: V 为油罐总容积。柴油罐容积可折半计入油罐总容积。

3.0.10 LPG 加气站的等级划分应符合表 3.0.10 的规定。

表 3.0.10 LPG 加气站的等级划分

LPG 加气站等级	LPG 罐容积(m^3)	
	总容积 V	单罐容积
一级	$45 < V \leq 60$	≤ 30
二级	$30 < V \leq 45$	≤ 30
三级	$V \leq 30$	≤ 30

3.0.11 CNG 加气站储气设施的总容积,应根据设计加气汽车数量、每辆汽车加气时间、母站服务的子站个数、规模和服务半径等因素综合确定。在城市建成区内,CNG 加气站储气设施的总容积应符合下列规定:

- 1 CNG 加气母站储气设施的总容积不应超过 $120m^3$ 。
- 2 CNG 常规加气站储气设施总容积不应超过 $30m^3$ 。
- 3 CNG 加气子站内设置有固定储气时,站内停放的 CNG 长管拖车不应多于 1 辆。固定储气设施采用储气瓶时,总容积不应超过 $18m^3$;固定储气设施采用储气井时,总容积不应超过 $24m^3$ 。
- 4 CNG 加气子站内无固定储气设施时,站内停放的 CNG 长管拖车不应多于 2 辆。
- 5 CNG 常规加气站可采用 LNG 储罐作补充气源,但 LNG

储罐容积、CNG 储气设施的总容积和加气站的等级划分,应符合本标准第 3.0.12 条的规定。

3.0.12 LNG 加气站、L-CNG 加气站、LNG 和 L-CNG 加气合建站的等级划分,应符合表 3.0.12 的规定。

表 3.0.12 LNG 加气站、L-CNG 加气站、LNG 和 L-CNG 加气合建站的等级划分

LNG 加气站及合建站等级	LNG 加气站		L-CNG 加气站、LNG 和 L-CNG 加气合建站		
	LNG 储罐总容积 V (m^3)	LNG 储罐单罐容积 (m^3)	LNG 储罐总容积 V (m^3)	LNG 储罐单罐容积 (m^3)	CNG 储气设施总容积 (m^3)
一级	$120 < V \leq 180$	≤ 60	$120 < V \leq 180$	≤ 60	≤ 12
一级*	—	—	$60 < V \leq 120$	≤ 60	≤ 24
二级	$60 < V \leq 120$	≤ 60	$60 < V \leq 120$	≤ 60	≤ 9
二级*	—	—	$V \leq 60$	≤ 60	≤ 18
三级	$V \leq 60$	≤ 60	$V \leq 60$	≤ 60	≤ 9
三级*	—	—	$V \leq 30$	≤ 30	≤ 18

注:带“*”的加气站专指 CNG 常规加气站以 LNG 储罐作补充气源的建站形式。

3.0.13 LNG 加气站与 CNG 常规加气站或 CNG 加气子站的合建站的等级划分,应符合表 3.0.13 的规定。

表 3.0.13 LNG 加气站与 CNG 常规加气站或 CNG 加气子站的合建站的等级划分

合建站等级	LNG 储罐总容积 V (m^3)	LNG 储罐单罐容积 (m^3)	CNG 储气设施总容积 (m^3)
一级	$60 < V \leq 120$	≤ 60	$\leq 24(30)$
二级	$V \leq 60$	≤ 60	$\leq 18(30)$
三级	$V \leq 30$	≤ 30	$\leq 18(25)$

注:1 V 为 LNG 储罐总容积。

2 括号内数字为 CNG 储气井和 CNG 加气子站的储气设施总容积。

3.0.14 加油与 LPG 加气合建站的等级划分,应符合表 3.0.14

的规定。

表 3.0.14 加油与 LPG 加气合建站的等级划分

合建站等级	油罐与 LPG 储罐总容积计算公式
一级	$V_{O1}/240+V_{LPG1}/60\leq 1$
二级	$V_{O2}/180+V_{LPG2}/45\leq 1$
三级	$V_{O3}/120+V_{LPG3}/30\leq 1$

注:1 V_{O1} 、 V_{O2} 、 V_{O3} 分别为一、二、三级合建站中油品储罐总容积(m^3); V_{LPG1} 、 V_{LPG2} 、 V_{LPG3} 分别为一、二、三级合建站中 LPG 储罐总容积(m^3)。“/”为除号。

- 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。
- 当油罐总容积大于 $90m^3$ 时,油罐单罐容积不应大于 $50m^3$;当油罐总容积小于或等于 $90m^3$ 时,汽油罐单罐容积不应大于 $30m^3$,柴油罐单罐容积不应大于 $50m^3$ 。
- LPG 储罐单罐容积不应大于 $30m^3$ 。

3.0.15 加油与 CNG 加气合建站的等级划分应符合表 3.0.15 的规定。

表 3.0.15 加油与 CNG 加气合建站的等级划分

合建站等级	油品储罐总容积 $V(m^3)$	常规 CNG 加气站储气设施总容积 $V(m^3)$	加气子站储气设施(m^3)
一级	$120 < V \leq 150$	$V \leq 24$	固定储气设施总容积 $\leq 12(18)$,可停放 1 辆 CNG 长管拖车;当无固定储气设施时,可停放 2 辆 CNG 长管拖车
二级	$V \leq 120$		
三级	$V \leq 90$	$V \leq 12$	固定储气设施总容积 $\leq 9(18)$,可停放 1 辆 CNG 长管拖车

- 注:1 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。
- 当油罐总容积大于 $90m^3$ 时,油罐单罐容积不应大于 $50m^3$;当油罐总容积小于或等于 $90m^3$ 时,汽油罐单罐容积不应大于 $30m^3$,柴油罐单罐容积不应大于 $50m^3$ 。
 - 表中括号内数字为 CNG 储气设施采用储气井的总容积。

3.0.16 加油与 LNG 加气合建站的等级划分应符合表 3.0.16 的规定。

表 3.0.16 加油与 LNG 加气合建站的等级划分

合建站等级	油罐与 LNG 储罐总容积计算公式
一级	$V_{O1}/240+V_{LNG1}/180\leq 1$
二级	$V_{O2}/180+V_{LNG2}/120\leq 1$
三级	$V_{O3}/120+V_{LNG3}/60\leq 1$

注:1 V_{O1} 、 V_{O2} 、 V_{O3} 分别为一、二、三级合建站内油品储罐总容积(m^3); V_{LNG1} 、 V_{LNG2} 、 V_{LNG3} 分别为一、二、三级合建站内 LNG 储罐的总容积(m^3)。“/”为除号。

2 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。

3 当油罐总容积大于 $90m^3$ 时,油罐单罐容积不应大于 $50m^3$;当油罐总容积小于或等于 $90m^3$ 时,汽油罐单罐容积不应大于 $30m^3$,柴油罐单罐容积不应大于 $50m^3$ 。

4 LNG 储罐的单罐容积不应大于 $60m^3$ 。

3.0.17 加油与 L-CNG 加气、LNG/L-CNG 加气以及加油与 LNG 加气和 CNG 加气合建站的等级划分,应符合表 3.0.17 的规定。

表 3.0.17 加油与 L-CNG 加气、LNG/L-CNG 加气以及加油与 LNG 加气和 CNG 加气合建站的等级划分

合建站等级	油罐与 LNG 储罐总容积计算公式	CNG 储气设施总容积(m^3)
一级	$V_{O1}/240+V_{LNG1}/180\leq 0.8$	≤ 12
	$V_{O1}/240+V_{LNG1}/180\leq 0.7$	≤ 24
二级	$V_{O2}/180+V_{LNG2}/120\leq 0.8$	≤ 9
	$V_{O2}/180+V_{LNG2}/120\leq 0.7$	≤ 24
三级	$V_{O3}/120+V_{LNG3}/60\leq 0.8$	≤ 9
	$V_{O3}/120+V_{LNG3}/60\leq 0.7$	≤ 24

注:1 V_{O1} 、 V_{O2} 、 V_{O3} 分别为一、二、三级合建站内油品储罐总容积(m^3); V_{LNG1} 、 V_{LNG2} 、 V_{LNG3} 分别为一、二、三级合建站内 LNG 储罐的总容积(m^3)。“/”为除号。

2 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。

- 3 当油罐总容积大于 90m^3 时,油罐单罐容积不应大于 50m^3 ;当油罐总容积小于或等于 90m^3 时,汽油罐单罐容积不应大于 30m^3 ,柴油罐单罐容积不应大于 50m^3 。
- 4 LNG 储罐的单罐容积不应大于 60m^3 。

3.0.18 加油与高压储氢加氢合建站的等级划分应符合表 3.0.18 的规定。

表 3.0.18 加油与高压储氢加氢合建站的等级划分

合建站等级	油罐总容积与氢气总储量计算公式	油品储罐单罐容积(m^3)
一级	$V_{O1}/240+G_{H1}/8000\leq 1$	≤ 50
二级	$V_{O2}/180+G_{H2}/4000\leq 1$	汽油罐 ≤ 30 ,柴油罐 ≤ 50
三级	$V_{O3}/120+G_{H3}/2000\leq 1$	≤ 30

注:1 V_{O1} 、 V_{O2} 、 V_{O3} 分别为一、二、三级合建站中油品储罐总容积(m^3); G_{H1} 、 G_{H2} 、 G_{H3} 分别为一、二、三级合建站中氢气的总储量(kg)。“/”为除号。

- 2 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。
- 3 储氢总量包含作为站内储氢容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。
- 4 氢气储量计算基于 20C 温度和储氢容器的额定工作压力。

3.0.19 加油与液氢储氢加氢合建站的等级划分应符合表 3.0.19 的规定。

表 3.0.19 加油与液氢储氢加氢合建站的等级划分

合建站等级	油罐与液氢储氢总容积计算公式	配套储氢容器、氢气储气井总容积(m^3)	油品储罐单罐容积(m^3)
一级	$V_{O1}/240+V_{H1}/180\leq 1$	≤ 15	≤ 50
二级	$V_{O2}/180+V_{H2}/120\leq 1$	≤ 12	汽油罐 ≤ 30 , 柴油罐 ≤ 50
三级	$V_{O3}/120+V_{H3}/60\leq 1$	≤ 9	≤ 30

注:1 V_{O1} 、 V_{O2} 、 V_{O3} 分别为一、二、三级合建站中油品储罐总容积(m^3); V_{H1} 、 V_{H2} 、 V_{H3} 分别为一、二、三级合建站中液氢储罐总容积(m^3)。“/”为除号。

- 2 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。

3.0.20 CNG 加气与高压储氢或液氢储氢加氢合建站的等级划

分,应符合表 3.0.20 的规定。

表 3.0.20 CNG 加气与高压储氢或液氢储氢加氢合建站的等级划分

合建站等级	高压储氢 加气设施	液氢储氢加气设施		常规 CNG 加气站 储气 设施总 容积 (m ³)	CNG 加气子 站储气设施 总容积(m ³)
	储氢总量 G (kg)	液氢储罐总 容积 V(m ³)	配套储氢 容器、氢气 储气井 总容积 (m ³)		
一级	2000<G≤4000	60<V≤ 120	≤15	≤24	固定储气设施总容积≤ 12(18),可停放 1 辆 CNG 长管拖车;当无固定储气 设施时,可停放 2 辆 CNG 长管拖车
二级	1000<G≤2000	30<V≤60	≤12	≤24	
三级	G≤1000	V≤30	≤9	≤12	固定储气设施总容积≤ 9(18),可停放 1 辆 CNG 长管拖车

注:1 表中括号内数字为 CNG 储气设施采用储气井的总容积。

2 储氢总量包含作为站内储氢容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。

3 氢气储量计算基于 20℃ 温度和储氢容器的额定工作压力。

4 V 为液氢储罐总容积。

3.0.21 LNG 加气与高压储氢或液氢储氢加氢合建站的等级划分,应符合表 3.0.21 的规定。

表 3.0.21 LNG 加气与高压储氢或液氢储氢加氢合建站的等级划分

合建站等级	LNG 加气与高压储氢加氢合建站	LNG 加气与液氢储氢加氢合建站	
	LNG 储罐总容积与氢气总储量 计算公式	LNG 储罐与液氢储罐 总容积计算公式	配套储氢容器、氢气 储气井总容积(m ³)
一级	$V_{LNG1}/180+G_{H1}/8000\leq 1$	$V_{LNG1}/180+V_{H1}/180\leq 1$	≤15

续表 3.0.21

合建站等级	LNG 加气与高压储氢加氢合建站	LNG 加气与液氢储氢加氢合建站	
	LNG 储罐总容积与氢气总储量 计算公式	LNG 储罐与液氢储罐 总容积计算公式	配套储氢容器、氢气 储气井总容积(m ³)
二级	$V_{LNG2}/120+G_{H2}/4000\leq 1$	$V_{LNG2}/120+V_{H2}/120\leq 1$	≤ 12
三级	$V_{LNG3}/60+G_{H3}/2000\leq 1$	$V_{LNG3}/60+V_{H3}/60\leq 1$	≤ 9

注:1 V_{LNG1} 、 V_{LNG2} 、 V_{LNG3} 分别为一、二、三级合建站中 LNG 储罐的总容积(m³)； G_{H1} 、 G_{H2} 、 G_{H3} 分别为一、二、三级合建站中氢气的总储量(kg)； V_{H1} 、 V_{H2} 、 V_{H3} 分别为一、二、三级合建站中液氢储罐总容积(m³)。“/”为除号。

2 表中 LNG 加气站包括 L-CNG 加气站、LNG/L-CNG 加气站，LNG 储罐和液氢储罐单罐容积应小于或等于 60m³。

3 储氢总量包含作为站内储氢容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。

3.0.22 加油、CNG 加气与高压储氢或液氢储氢加氢合建站的等级划分，应符合表 3.0.22 的规定。

表 3.0.22 加油、CNG 加气与高压储氢或液氢储氢加氢合建站的等级划分

合建站等级	油罐总容积与氢气总储量计算公式	油罐与液氢储罐总容积计算公式	CNG 加气站储气容器总容积(m ³)	
			常规加气站	加气子站
一级	$V_{O1}/240+G_{H1}/8000\leq 0.67$	$V_{O2}/240+V_{H1}/180\leq 0.67$	≤ 24	固定储气容器总容积 ≤ 12 (18)，可停放 1 辆长管拖车；当无固定储气容器时，可停放 2 辆长管拖车

续表 3.0.22

合建站等级	油罐总容积与氢气总储量计算公式	油罐与液氢储罐总容积计算公式	CNG 加气站储气容器总容积(m ³)	
			常规加气站	加气子站
二级	$V_{O_2}/180+G_{H_2}/4000\leq 0.67$	$V_{O_2}/180+V_{H_2}/120\leq 0.67$	≤ 12	固定储气容器总容积 $\leq 9(18)$,可停放 1 辆长管拖车

注:1 V_{O_1} 、 V_{O_2} 分别为一、二级合建站中油品储罐总容积(m³); G_{H_1} 、 G_{H_2} 分别为一、二级合建站中氢气的总储量(kg); V_{H_1} 、 V_{H_2} 分别为一、二级合建站中液氢储罐总容积(m³)。"/"为除号。

- 2 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。汽油罐单罐容积应小于或等于 30m³,柴油罐单罐容积应小于或等于 50m³。
- 3 括号内数字为 CNG 储气设施采用储气井的总容积。
- 4 液氢储罐配套储气容器、氢气储气井总容积应小于或等于 12m³。
- 5 储氢总量包含作为站内储气容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。

3.0.23 加油、LNG 加气与高压储氢或液氢储氢加氢合建站的等级划分,应符合表 3.0.23 的规定。

表 3.0.23 加油、LNG 加气与高压储氢或液氢储氢加氢合建站的等级划分

合建站等级	油罐和 LNG 储罐总容积、氢气总储量计算公式	油罐、LNG 储罐和液氢储罐总容积计算公式
一级	$V_{O_1}/240+V_{LNG1}/180+G_{H_1}/8000\leq 1$	$V_{O_1}/240+V_{LNG1}/180+V_{H_1}/180\leq 1$
二级	$V_{O_2}/180+V_{LNG2}/120+G_{H_2}/4000\leq 1$	$V_{O_2}/180+V_{LNG2}/120+V_{H_2}/120\leq 1$

注:1 V_{O_1} 、 V_{O_2} 分别为一、二级合建站中油品储罐总容积(m³); V_{LNG1} 、 V_{LNG2} 分别为一、二级合建站中 LNG 储罐的总容积(m³); G_{H_1} 、 G_{H_2} 分别为一、二级合建站中氢气的总储量(kg); V_{H_1} 、 V_{H_2} 分别为一、二级合建站中液氢储罐总容积(m³)。"/"为除号。

- 2 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。汽油罐单罐容积应小于或等于 30m³,柴油罐单罐容积应小于或等于 50m³,LNG 储罐和液氢储罐单罐容积应小于或等于 60m³。

- 3 LNG 加气站包括 L-CNG 加气站、LNG/L-CNG 加气站。
- 4 配套储氢容器、氢气储气井总容积，CNG 储气设施总容积应小于或等于 12m^3 。
- 5 储氢总量包含作为站内储氢容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。

3.0.24 储存 CNG、LNG、氢气和液氢的设备，应经试验或实际应用证明技术成熟，并应符合国家特种设备的相关规定。

3.0.25 汽车加油加气加氢站内不应设置存放甲、乙类火灾危险性物品的封闭式房间。

3.0.26 除埋地油罐外，各类工艺设备可单独或组合安装于一个钢制橇体上，设备间距应符合本标准第 5.0.13 条和第 5.0.14 条的规定。

3.0.27 汽车加油加气加氢站应设置电视监视系统，监视范围应覆盖作业区。

4 站址选择

4.0.1 汽车加油加气加氢站的站址选择应符合有关规划、环境保护和防火安全的要求,并应选在交通便利、用户使用方便的地点。

4.0.2 在城市中心区不应建一级汽车加油加气加氢站、CNG 加气母站。

4.0.3 城市建成区内的汽车加油加气加氢站宜靠近城市道路,但不宜选在城市干道的交叉路口附近。

4.0.4 加油站、各类合建站中的汽油、柴油工艺设备与站外建(构)筑物的安全间距,不应小于表 4.0.4 的规定。

表 4.0.4 汽油(柴油)工艺设备与站外建(构)筑物的安全间距(m)

站外建(构)筑物		站内汽油(柴油)工艺设备			加油机、油罐 通气管口、 油气回收 处理装置
		一级站	二级站	三级站	
重要公共建筑物		35(25)	35(25)	35(25)	35(25)
明火地点或散发火花地点		21(12.5)	17.5(12.5)	12.5(10)	12.5(10)
民用建筑 物保护 类别	一类保护物	17.5(6)	14(6)	11(6)	11(6)
	二类保护物	14(6)	11(6)	8.5(6)	8.5(6)
	三类保护物	11(6)	8.5(6)	7(6)	7(6)
甲、乙类物品生产厂房、库房 和甲、乙类液体储罐		17.5(12.5)	15.5(11)	12.5(9)	12.5(9)
丙、丁、戊类物品生产厂房、库 房和丙类液体储罐以及单罐容 积不大于 50m ³ 的埋地甲、乙类 液体储罐		12.5(9)	11(9)	10.5(9)	10.5(9)

续表 4.0.4

站外建(构)建筑物		站内汽油(柴油)工艺设备			
		埋地油罐			加油机、油罐 通气管口、 油气回收 处理装置
		一级站	二级站	三级站	
室外变配电站		17.5(15)	15.5(12.5)	12.5(12.5)	12.5(12.5)
铁路、地上城市轨道交通线路		15.5(15)	15.5(15)	15.5(15)	15.5(15)
城市快速路、主干路和高速公路、一级公路、二级公路		7(3)	5.5(3)	5.5(3)	5(3)
城市次干路、支路和三级公路、四级公路		5.5(3)	5(3)	5(3)	5(3)
架空通信线路		1.0(0.75) H ,且 $\geq 5m$	5(5)	5(5)	5(5)
架空电力 线路	无绝缘层	1.5(0.75) H , 且 $\geq 6.5m$	1.0(0.75) H ,且 \geq 6.5m	6.5(6.5)	6.5(6.5)
	有绝缘层	1.0(0.5) H , 且 $\geq 5m$	0.75(0.5) H ,且 $\geq 5m$	5(5)	5(5)

注:1 表中括号内数字为柴油设备与站外建(构)建筑物的安全间距。站内汽油工艺设备是指设置有卸油和加油油气回收系统的工艺设备。

2 室外变配电站指电力系统电压为 35kV~500kV,且每台变压器容量在 10MV·A 以上的室外变配电站,以及工业企业的变压器总油量大于 5t 的室外降压变电站。其他规格的室外变配电站或变压器应按丙类物品生产厂房确定。

3 汽油设备与重要公共建筑物的主要出入口(包括铁路、地铁和二级及以上公路的隧道出入口)的安全间距尚不应小于 50m。

4 一、二级耐火等级民用建筑物面向加油站一侧的墙为无门窗洞口的实体墙时,油罐、加油机和通气管管口与该民用建筑物的距离,不应低于本表规定的安全间距的 70%,且不应小于 6m。

5 表中一级站、二级站、三级站包括合建站的级别。

6 H 为架空通信线路和架空电力线路的杆高或塔高。

4.0.5 LPG 加气站、加油加气合建站中的 LPG 设备与站外建(构)建筑物的安全间距,不应小于表 4.0.5 的规定。

表 4.0.5 LPG 设备与站外建(构)筑物的安全间距(m)

站外建(构)筑物		地上(埋地)LPG 储罐			LPG 卸车点	LPG 放空管管口	LPG 加气机、LPG 泵(房)、LPG 压缩机(间)
		一级站	二级站	三级站			
重要公共建筑物		100 (100)	100 (100)	100 (100)	100	100	100
明火地点或散发火花地点		45 (30)	38 (25)	33 (18)	25	18	18
民用建筑物保护类别	一类保护物	35 (20)	28 (16)	22 (14)	16	14	14
	二类保护物	25 (15)	22 (13)	18 (11)	13	11	11
	三类保护物	45 (25)	45 (22)	40 (18)	22	20	20
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		32 (18)	32 (16)	28 (15)	16	14	14
丙、丁、戊类物品生产厂房、库房和丙类液体储罐,以及单罐容积不大于 50m ³ 的埋地甲、乙类液体储罐		45 (25)	45 (22)	40 (18)	22	20	20
室外变配电站		45 (22)	45 (22)	45 (22)	22	22	22
铁路、地上城市轨道交通		15 (10)	13 (8)	11 (8)	8	8	6
城市快速路、主干路和高速公路、一级公路、二级公路		12 (8)	11 (6)	10 (6)	6	6	5
城市次干路、支路和三级公路、四级公路							

续表 4.0.5

站外建(构)筑物		地上(埋地)LPG储罐			LPG 卸车点	LPG 放空 管管 口	LPG加 气机、 LPG泵 (房)、 LPG压 缩机(间)
		一级站	二级站	三级站			
架空通信线路		1.5 (1.0) <i>H</i>	1.0 (0.75) <i>H</i>	1.0 (0.75) <i>H</i>	0.75 <i>H</i>		
架空电力 线路	无绝缘层	1.5 (1.5) <i>H</i>	1.5 (1.0) <i>H</i>	1.5 (1.0) <i>H</i>	1.0 <i>H</i>		
	有绝缘层	1.5 (1.0) <i>H</i>	1.0 (0.75) <i>H</i>	1.0 (0.75) <i>H</i>	0.75 <i>H</i>		

注:1 表中括号内数字为埋地 LPG 储罐与站外建(构)筑物的安全间距。

- 2 室外变配电站指电力系统电压为 35kV~500kV,且每台变压器容量在 10MV·A 以上的室外变配电站,以及工业企业的变压器总油量大于 5t 的室外降压变电站。其他规格的室外变配电站或变压器应按丙类物品生产厂房确定。
- 3 液化石油气设备与站外一、二、三类保护物地下室的出入口、门窗的距离,应按本表一、二、三类保护物的安全间距增加不低于 50%。
- 4 一、二级耐火等级民用建筑物面向加气站一侧的墙为无门窗洞口实体墙时,LPG 设备与该民用建筑物的距离不应低于本表规定的安全间距的 70%。
- 5 容量小于或等于 10m³的地上 LPG 储罐整体装配式的加气站,其罐与站外建(构)筑物的距离不应低于本表三级站的地上罐安全间距的 80%,且不应小于 11m。
- 6 LPG 储罐与站外建筑面积不超过 200m²的独立民用建筑物的距离,不应低于本表三类保护物安全间距的 80%,且不应小于三级站的安全间距。
- 7 表中一级站、二级站、三级站包括合建站的级别。
- 8 *H* 为架空通信线路和架空电力线路的杆高或塔高。

4.0.6 CNG 加气站、各类合建站中的 CNG 工艺设备与站外建(构)筑物的安全间距,不应小于表 4.0.6 的规定。

表 4.0.6 CNG 工艺设备与站外建(构)筑物的安全间距(m)

站外建(构)筑物		站内 CNG 工艺设备				
		储气瓶	集中放空管管口	储气井、加(卸)气设备、脱硫脱水设备、压缩机(间)		
重要公共建筑物		50	30	30		
明火地点或散发火花地点		30	25	20		
民用建筑物 保护类别	一类保护物					
	二类保护物				20	14
	三类保护物				18	12
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		25	25	18		
丙、丁、戊类物品生产厂房、库房和丙类液体储罐以及单罐容积不大于 50m ³ 的埋地甲、乙类液体储罐		18	18	13		
室外变配电站		25	25	18		
铁路、地上城市轨道交通		30	30	22		
城市快速路、主干路和高速公路、一级公路、二级公路		12	10	6		
城市次干路、支路和三级公路、四级公路		10	8	5		
架空通信线路		1.0H	0.75H	0.75H		
架空电力线路	无绝缘层	1.5H	1.5H	1.0H		
	有绝缘层	1.0H	1.0H			

注:1 室外变配电站指电力系统电压为 35kV~500kV,且每台变压器容量在 10MV·A 以上的室外变配电站,以及工业企业的变压器总油量大于 5t 的

室外降压变电站。其他规格的室外变配电站或变压器应按丙类物品生产厂房确定。

- 2 与重要公共建筑物的主要出入口(包括铁路、地铁和二级及以上公路的隧道出入口)的安全间距尚不应小于 50m。
- 3 长管拖车固定停车位与站外建(构)筑物的防火间距,应按本表储气瓶的安全间距确定。
- 4 一、二级耐火等级民用建筑物面向加气站一侧的墙为无门窗洞口实体墙时,站内 CNG 工艺设备与该民用建筑物的距离,不应低于本表规定的安全间距的 70%。
- 5 H 为架空通信线路和架空电力线路的杆高或塔高。

4.0.7 LNG 加气站、各类合建站中的 LNG 工艺设备与站外建(构)筑物的安全间距,不应小于表 4.0.7 的规定。

表 4.0.7 LNG 工艺设备与站外建(构)筑物的安全间距(m)

站外建(构)筑物		站内 LNG 工艺设备			放空管管口、 LNG 加气机、 LNG 卸车点
		地上 LNG 储罐			
		一级站	二级站	三级站	
重要公共建筑物		80	80	80	50
明火地点或散发火花地点		35	30	25	25
民用建筑 保护物 类别	一类保护物				
	二类保护物	25	20	16	16
	三类保护物	18	16	14	14
甲、乙类生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		35	30	25	25
丙、丁、戊类物品生产厂房、库房和丙类液体储罐,以及单罐容积不大于 50m ³ 的埋地甲、乙类液体储罐		25	22	20	20

续表 4.0.7

站外建(构)筑物	站内 LNG 工艺设备			
	地上 LNG 储罐			放空管管口、 LNG 加气机、 LNG 卸车点
	一级站	二级站	三级站	
室外变配电站	40	35	30	30
铁路、地上城市轨道交通线路	80	60	50	50
城市快速路、主干路和高速公路、一级公路、二级公路	12	10	8	8
城市次干路、支路和三级公路、四级公路	10	8	8	6
架空通信线路	1.0H	0.75H		0.75H
架空电力线路	无绝缘层	1.5H		1.0H
	有绝缘层	1.5H	1.0H	0.75H

注:1 室外变配电站指电力系统电压为 35kV~500kV,且每台变压器容量在 10MV·A 以上的室外变配电站,以及工业企业的变压器总油量大于 5t 的室外降压变电站。其他规格的室外变配电站或变压器应按丙类物品生产厂房确定。

2 地下 LNG 储罐和半地下 LNG 储罐与站外建(构)筑物的距离,分别不应低于本表地上 LNG 储罐的安全间距的 70%和 80%,且不应小于 6m。

3 一、二级耐火等级民用建筑物面向加气站一侧的墙为无门窗洞口实体墙时,站内 LNG 设备与该民用建筑物的距离,不应低于本表规定的安全间距的 70%。

4 LNG 储罐、放空管管口、加气机、LNG 卸车点与站外建筑面积不超过 200m²的独立民用建筑物的距离,不应低于本表的三类保护物的安全间距的 80%。

5 表中一级站、二级站、三级站包括合建站的级别。

6 H 为架空通信线路和架空电力线路的杆高或塔高。

4.0.8 加氢合建站中的氢气工艺设备与站外建(构)筑物的安全间距,不应小于表 4.0.8 的规定。

表 4.0.8 加氢合建站中的氢气工艺设备与站外建(构)筑物的安全间距(m)

项目名称	储氢容器(液氢储罐)			放空管管口	氢气储气井、氢气压缩机、加氢机、氢气卸气柱、氢气冷却器、液氢卸车点
	一级站	二级站	三级站		
重要公共建筑物	50(50)	50(50)	50(50)	35	35
明火或散发火花地点	40(35)	35(30)	30(25)	30	20
民用建筑物 保护类别	一类保护物	35(30)	30(25)	25(20)	20
	二类保护物	30(25)	25(20)	20(16)	14
	三类保护物	30(18)	25(16)	20(14)	12
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐	35(35)	30(30)	25(25)	25	18
丙、丁、戊类物品生产厂房、库房和丙类液体储罐以及单罐容积不大于 50m ³ 的埋地甲、乙类液体储罐	25(25)	20(20)	15(15)	15	12
室外变电站	35(35)	30(30)	25(25)	25	18
铁路、地上城市轨道交通线路	25(25)	25(25)	25(25)	25	22
城市快速路、主干路和高速公路、一级公路、二级公路	15(12)	15(10)	15(8)	15	6

续表 4.0.8

项目名称	储氢容器(液氢储罐)			放空管管口	氢气储气井、氢气压缩机、加氢机、氢气卸气柱、氢气冷却器、液氢卸车点
	一级站	二级站	三级站		
城市次干路、支路和三级公路、四级公路	10(10)	10(8)	10(8)	10	5
架空通信线路	1.0H			0.75H	
架空电力线路	无绝缘层	1.5H		1.0H	
	有绝缘层	1.0H		1.0H	

注:1 加氢设施的橇装工艺设备与站外建(构)筑物的防火距离,应按本表相应设备的防火间距确定。

2 氢气长管拖车、管束式集装箱与站外建(构)筑物的防火距离,应按本表储氢容器的防火距离确定。

3 表中一级站、二级站、三级站包括合建站的级别。

4 当表中的氢气工艺设备与站外建(构)筑物之间设置有符合本标准第10.7.15条规定的实体防护墙时,相应安全间距(对重要公共建筑物除外)不应低于本表规定的安全间距的50%,且不应小于8m,氢气储气井、氢气压缩机间(箱)、加氢机、液氢卸车点与城市道路的安全间距不应小于5m。

5 表中氢气设备工作压力大于45MPa时,氢气设备与站外建(构)筑物(不含架空通信线路和架空电力线路)的安全间距应按本表安全间距增加不低于20%。

6 液氢工艺设备与明火或散发火花地点的距离小于35m时,两者之间应设置高度不低于2.2m的实体墙。

7 表中括号内数字为液氢储罐与站外建(构)筑物的安全间距。

8 H为架空通信线路和架空电力线路的杆高或塔高。

4.0.9 本标准表4.0.4~表4.0.8中,设备或建(构)筑物的计算间距起止点应符合本标准附录A的规定。

4.0.10 本标准表4.0.4~表4.0.8中,重要公共建筑物及民用建筑物保护类别划分应符合本标准附录B的规定。

4.0.11 本标准表 4.0.4~表 4.0.8 中,“明火地点”和“散发火花地点”的定义及“甲、乙、丙、丁、戊类物品”和“甲、乙、丙类液体”的划分应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

4.0.12 架空电力线路不应跨越汽车加油加气加氢站的作业区。架空通信线路不应跨越加气站、加氢合建站中加氢设施的作业区。

4.0.13 与汽车加油加气加氢站无关的可燃介质管道不应穿越汽车加油加气加氢站用地范围。

住房和城乡建设部信息中心
浏览专用

5 站内平面布置

5.0.1 车辆入口和出口应分开设置。

5.0.2 站区内停车位和道路应符合下列规定：

1 站内车道或停车位宽度应按车辆类型确定。CNG 加气母站内单车道或单车停车位宽度不应小于 4.5m，双车道或双车停车位宽度不应小于 9m；其他类型汽车加油加气加氢站的车道或停车位，单车道或单车停车位宽度不应小于 4m，双车道或双车停车位宽度不应小于 6m。

2 站内的道路转弯半径应按行驶车型确定，且不宜小于 9m。

3 站内停车位应为平坡，道路坡度不应大于 8%，且宜坡向站外。

4 作业区内的停车场和道路路面不应采用沥青路面。

5.0.3 作业区与辅助服务区之间应有界线标识。

5.0.4 在加油加气、加油加氢合建站内，宜将柴油罐布置在储气设施或储氢设施与汽油罐之间。

5.0.5 加油加气加氢站作业区内，不得有“明火地点”或“散发火花地点”。

5.0.6 柴油尾气处理液加注设施的布置应符合下列规定：

1 不符合防爆要求的设备应布置在爆炸危险区域之外，且与爆炸危险区域边界线的距离不应小于 3m；

2 符合防爆要求的设备，在进行平面布置时可按柴油加油机对待；

3 当柴油尾气处理液的储液箱(罐)或橇装设备布置在加油

岛上时,容量不得超过 1.2m^3 ,且储液箱(罐)或橇装设备应在岛的两侧边缘 100mm 和岛端 1.2m 以内布置。

5.0.7 电动汽车充电设施应布置在辅助服务区内。

5.0.8 加油加气加氢站的变配电间或室外变压器应布置在作业区之外。变配电间的起算点应为门窗等洞口。

5.0.9 站房不应布置在爆炸危险区域。站房部分位于作业区内时,建筑面积等应符合本标准第 14.2.10 条的规定。

5.0.10 当汽车加油加气加氢站内设置非油品业务建筑物或设施时,不应布置在作业区内,与站内可燃液体或可燃气体设备的防火间距,应符合本标准第 4.0.4 条~第 4.0.8 条有关三类保护物的规定。当站内经营性餐饮、汽车服务、司机休息室等设施内设置明火设备时,应等同于“明火地点”或“散发火花地点”。

5.0.11 汽车加油加气加氢站内的爆炸危险区域,不应超出站区围墙和可用地界线。

5.0.12 汽车加油加气加氢站的工艺设备与站外建(构)筑物之间,宜设置不燃烧体实体围墙,围墙高度相对于站内和站外地坪均不宜低于 2.2m 。当汽车加油加气加氢站的工艺设备与站外建(构)筑物之间的距离大于本标准表 4.0.4~表 4.0.8 中安全间距的 1.5 倍,且大于 25m 时,可设置非实体围墙。面向车辆入口和出口道路的一侧可设非实体围墙或不设围墙。与站区限毗邻的一、二级耐火等级的站外建(构)筑物,其面向加油加气加氢站侧无门、窗、孔洞的外墙,可视为站区实体围墙的一部分,但站内工艺设备与其中的安全距离应符合本标准表 4.0.4~表 4.0.8 的相关规定。

5.0.13 加油加气站站内的防火间距不应小于表 5.0.13-1 和表 5.0.13-2 的规定。

表 5.0.13-1 加油站、LPG 加气站、加油与 LPG 加气合建站
站内设施的防火间距(m)

设施名称	汽油罐	柴油罐	汽油通气管管口	柴油通气管管口	加油机	油品卸车点	LPG 地上罐		LPG 埋地罐	LPG 卸车点	LPG 泵(房)、压缩机(间)	LPG 加气机	消防泵和取水口
							无固定喷淋装置	有固定喷淋装置					
汽油罐	0.5	0.5	—	—	—	—	不应合建	不应合建	3	5	5	4	10
柴油罐	0.5	0.5	—	—	—	—			3	3.5	3.5	3	7
汽油通气管管口	—	—	—	—	—	3			6	8	6	8	10
柴油通气管管口	—	—	—	—	—	2			4	6	4	6	7
加油机	—	—	—	—	—	—			4	6	4	4	6
油品卸车点	—	—	3	2	—	—			3	4	4	4	10
LPG 地上罐	无固定喷淋装置	不应合建					D	D	×	8	8	8	30
	有固定喷淋装置	不应合建					D	D	×	6	6	6	20
LPG 埋地罐	3	3	6	4	4	3	×	×	2	3	4	4	12
LPG 卸车点	5	3.5	8	6	6	4	8	6	3	—	5	5	8
LPG 泵(房)、压缩机(间)	5	3.5	6	4	4	4	8	6	4	5	—	4	8
LPG 加气机	4	3	8	6	4	4	8	6	4	5	4	—	6
消防泵和取水口	10	7	10	7	6	10	30	20	12	8	8	6	—
站房	4	3	4	3.5	5(4)	5	8	8	6	6	6	5.5	—

续表 5.0.13-1

设施名称	汽油罐	柴油罐	汽油通气管管口	柴油通气管管口	加油机	油品卸车点	LPG 地上罐		LPG 埋地罐	LPG 卸车点	LPG 泵(房)、压缩机(间)	LPG 加气机	消防泵房和取水口
							无固定喷淋装置	有固定喷淋装置					
自用燃煤锅炉房和燃煤厨房	12.5	10	12.5	10	12.5(10)	15	33	33	18	25	25	18	12
自用有燃气(油)设备的房间	8	6	8	6	8(6)	8	16	12	8	12	12	12	—
站区围墙	2	2	2	2	—	—	5	5	3	3	2	—	—

注:1 D 为 LPG 地上罐相邻较大罐的直径。

2 括号内数值为对应于柴油加油机的相关间距。

3 撬装式加油装置的油罐与站内设施的防火间距应按本表汽油罐、柴油罐增加不低于 30%。

4 LPG 储罐放空管管口与 LPG 储罐距离不限,与站内其他设施的防火间距应按 LPG 埋地储罐确定。

5 LPG 泵和压缩机露天布置或布置在开敞的建筑物内时,起算点应为设备外缘;LPG 泵和压缩机设置在非开敞的室内时,起算点应为该类设备所在建筑物的门窗等洞口。

6 容量小于或等于 10m^3 的地上 LPG 储罐的整体装配式加气站,其储罐与站内其他设施的防火间距不应低于本表地上储罐防火间距的 80%。

7 站房、有燃煤或燃气(油)等明火设备的房间的起算点应为门窗等洞口。站房内设置有变配电间时,变配电间的布置应符合本标准第 5.0.8 条的规定。

8 表中“—”表示无防火间距要求,“×”表示该类设施不应合建。

表 5.0.13-2 CNG 加气站、LNG 加气站、加油与 CNG 加气 and LNG 加气合建站站内设施的防火间距(m)

设施名称	CNG 储气设施	CNG 放空管管口	CNG 加气机(卸气柱)	天然气压缩机(间)	天然气调压器(间)	天然气脱硫和脱水设备	LNG 储罐	LNG 放空管管口	LNG 卸车点	LNG 加气机	LNG 潜液泵池	LNG 柱塞泵	LNG 高压气化器

续表 5.0.13-2

设施名称	CNG 储气 设施	CNG 放空 管管 口	CNG 加气 机、 加 (卸) 气柱	天然 气压 缩机 (间)	天然 气压 调压 器 (间)	天然 气脱 硫和 脱水 设备	LNG 储罐	LNG 放空 管管 口	LNG 卸车 点	LNG 加气 机	LNG 潜液 泵池	LNG 柱塞 泵	LNG 高压 气化 器
柴油罐	4	4	3	4	4	3.5	8	6	6	4	6	6	5
汽油通气管管口	8	6	8	6	6	5	8	6	8	8	8	8	5
柴油通气管管口	6	4	6	4	4	3.5	8	6	6	6	6	6	5
油品卸车点	6	6	4	6	6	5	8	6	6	6	6	6	5
加油机	6	6	4	4	6	5	6	6	6	2	6	6	6
CNG 储气设施	1.5 (1)	—	—	—	—	—	4	3	6	6	6	6	3
CNG 放空管管口	—	—	—	—	—	—	4	—	4	6	4	4	—
CNG 加气机、加 (卸)气柱	—	—	—	—	—	—	4	8	6	2	6	6	5
LNG 储罐	4	4	4	4	4	4	2	—	2	2	—	—	3
LNG 放空管管口	3	—	8	—	3	4	—	—	3	—	—	—	—
LNG 卸车点	6	4	6	3	3	3	2	3	—	—	—	2	4
LNG 加气机	6	6	2	6	6	6	2	—	—	—	—	—	5
LNG 潜液泵池	6	4	6	6	6	6	—	—	—	—	—	—	5
LNG 柱塞泵	6	4	6	6	6	6	2	—	2	—	—	—	2
LNG 高压气化器	3	—	5	6	6	6	3	—	4	5	5	2	—
站房	5	5	5	5	5	5	6	8	6	6	6	6	8
消防泵房和消防 水池取水口	6	6	6	8	8	15	15	12	15	15	15	15	15

续表 5.0.13-2

设施名称	CNG 储气 设施	CNG 放空 管口	CNG 加气 机、 加 (卸) 气柱	天然 气压 缩机 (间)	天然 气调 压器 (间)	天然 气脱 硫和 脱水 设备	LNG 储罐	LNG 放空 管口	LNG 卸车 点	LNG 加气 机	LNG 潜液 泵池	LNG 柱塞 泵	LNG 高压 气化 器
自用燃煤锅炉房和 燃煤厨房	25	15	18	25	25	25	25	15	25	18	25	25	25
自有有燃气(油) 设备的房间	14	14	12	12	12	12	12	12	12	8	8	8	8
站区围墙	3	3	—	2	2	—	4	3	2	—	2	2	2

注:1 天然气压缩机(间)、天然气调压器(间)、天然气脱硫和脱水设备之间无防火间距要求。

2 加油设备之间及加油设备与站房等建(构)筑物的防火间距应符合本标准表 5.0.13-1 的规定。

3 CNG 加气站的橇装设备、LNG 加气站的橇装设备与站内其他设施的防火间距,应按本表相应设备的防火间距确定。

4 括号内数值为储气井与储气井的间距。

5 天然气压缩机、天然气调压器、天然气脱硫和脱水设备露天布置或布置在开敞的建筑物内时,起算点应为设备外缘;天然气压缩机、天然气调压器设置在非开敞的室内时,起算点应为该类设备所在建筑物的门窗等洞口。

6 站房、有燃煤或燃气(油)等明火设备的房间的起算点应为门窗等洞口。站房内设置有变配电间时,变配电间的布置应符合本标准第 5.0.8 条的规定。

7 站房、自用燃煤锅炉房和燃煤厨房、自有有燃气(油)设备的房间、站区围墙之间无防火间距要求。

8 表中“—”表示无防火间距要求。

5.0.14 加氢合建站内设施的防火间距不应小于表 5.0.14 的规定。

表 5.0.14 加氢合建站站内设施的防火间距

设施名称	储氢容器	氢气储气井	液氢储罐	氢气放空管管口	氢气压缩机	加氢机	氢气冷却器	液氢柱塞泵	液氢汽化器	液氢卸车点	氢气卸气柱	消防泵和取水口
储氢容器	—	2	4	—	—	6	—	6	3	6	—	10
氢气储气井	2	1	4	—	—	4	—	4	3	4	—	10
液氢储罐	4	4	2	—	4	4	—	—	3	2	—	15
氢气放空管管口	—	—	—	—	—	6	—	—	—	3	6	15
氢气压缩机	—	—	4	—	—	4	—	6	6	3	—	15
氢气卸气柱	—	—	—	6	—	—	—	—	—	—	—	6
加氢机	6	4	4	6	4	—	—	6	5	6	—	6
氢气冷却器	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6
埋地汽油罐	3	3	10	6	9	6	6	6	5	6	6	10
埋地柴油罐	3	3	5	3	5	3	3	3	3	3	3	5
油罐通气管管口	6	4	8	6	9	6	6	8	5	8	6	10
加油机	6	4	6	6	9	4	4	6	6	6	4	10
油品卸车点	8	6	8	6	6	4	4	6	5	6	4	10
CNG 储气设施	5	4	8	—	3	6	6	6	3	6	6	15
CNG 压缩机	9	6	6	6	9	4	4	6	6	3	4	15
CNG、LNG 加气机	8	6	8	6	4	4	4	6	5	6	4	6
LNG 储罐、泵	8	6	8	—	9	10	10	8	6	8	10	15
LNG 卸车点	8	6	8	6	6	6	6	8	6	8	4	15
CNG、LNG 放空管	8	6	8	—	9	8	8	8	6	8	8	15
站房	8	6	6	5	5	5	5	6	8	8	5	—
自用燃煤锅炉房和燃煤厨房	25	25	35	15	25	18	18	25	25	25	18	12

续表 5.0.14

设施名称	储氢容器	氢气储气井	液氢储罐	氢气放空管管口	氢气压缩机	加氢机	氢气冷却器	液氢柱塞泵	液氢汽化器	液氢卸车点	氢气卸气柱	消防泵和取水口
自有有燃气(油)设备的房间	14	14	20	14	12	12	12	8	8	12	12	6
站区围墙	4.5	4.5	7.5	4.5	4.5	4.5	4.5	7.5	7.5	7.5	4.5	—

注:1 消防水储水罐埋地设置和消防泵设置在地下时,其与站内其他设施的防火间距不应低于本表中相应防火间距的50%。

2 表中柴油加油机与其他设施的防火间距不应低于本表中相应防火间距的70%,且不应小于4m。

3 作为站内储氢设施使用的氢气长管拖车或管束式集装箱应按本表储氢容器确定防火间距。

4 压缩机冷却水机组、加氢机冷冻液机组等设备的非防爆电器设备,应布置在爆炸危险区域之外。

5 表中设备露天布置或布置在开敞的建筑物内时,起算点应为设备外缘;表中设备设置在非开敞的室内或箱柜内时,起算点应为该类设备所在建筑物的门窗等洞口。

6 表中“—”表示无防火间距要求。

5.0.15 本标准表 5.0.13-1、表 5.0.13-2 和表 5.0.14 中,工艺设备与站区围墙的防火间距还应符合本标准第 5.0.11 条的规定。设备或建(构)筑物的计算间距起止点应符合本标准附录 A 的规定。

5.0.16 加油加气加氢站内爆炸危险区域的等级和范围划分应符合本标准附录 C 的规定。

6 加油工艺及设施

6.1 油 罐

6.1.1 除橇装式加油装置所配置的防火防爆油罐外,加油站的汽油罐和柴油罐应埋地设置,严禁设在室内或地下室。

6.1.2 汽车加油站的储油罐应采用卧式油罐。

6.1.3 埋地油罐需要采用双层油罐时,可采用双层钢制油罐、双层玻璃纤维增强塑料油罐、内钢外玻璃纤维增强塑料双层油罐。既有加油站的埋地单层钢制油罐改造为双层油罐时,可采用玻璃纤维增强塑料等满足强度和防渗要求的材料进行衬里改造。

6.1.4 单层钢制油罐、双层钢制油罐和内钢外玻璃纤维增强塑料双层油罐的内层罐的罐体结构设计,可按现行行业标准《钢制常压储罐 第一部分:储存对水有污染的易燃和不易燃液体的埋地卧式圆筒形单层和双层储罐》AQ 3020 的有关规定执行,并应符合下列规定:

1 钢制油罐的罐体和封头所用钢板的公称厚度,不应小于表 6.1.4 的规定。

表 6.1.4 钢制油罐的罐体和封头所用钢板的公称厚度(mm)

油罐公称直径	单层油罐、双层油罐内层罐 罐体和封头公称厚度		双层钢制油罐外层罐 罐体和封头公称厚度	
	罐体	封头	罐体	封头
800~1600	5	6	4	5
1601~2500	6	7	5	6
2501~3000	7	8	5	6

2 钢制油罐的设计内压不应低于 0.08MPa。

6.1.5 选用的双层玻璃纤维增强塑料油罐应符合现行行业标准

《加油站用埋地玻璃纤维增强塑料双层油罐工程技术规范》SH/T 3177 的有关规定；选用的钢-玻璃纤维增强塑料双层油罐应符合现行行业标准《加油站用埋地钢-玻璃纤维增强塑料双层油罐工程技术规范》SH/T 3178 的有关规定。

6.1.6 加油站在役油罐进行加内衬防渗漏改造时,应符合现行国家标准《加油站在役油罐防渗漏改造工程技术标准》GB/T 51344 的有关规定。

6.1.7 与罐内油品直接接触的玻璃纤维增强塑料等非金属层,应满足消除油品静电荷的要求,其表面电阻率应小于 $10^9 \Omega$;当表面电阻率无法满足小于 $10^9 \Omega$ 的要求时,应在罐内安装能够消除油品静电电荷的物体。消除油品静电电荷的物体可为浸入油品中的钢板,也可为钢制的进油立管、出油管等金属物,表面积之和不应小于下式的计算值。

$$A=0.04V_1 \quad (6.1.7)$$

式中: A ——浸入油品中的金属物表面积之和(m^2);

V_1 ——储罐容积(m^3)。

6.1.8 安装在罐内的静电消除物体应接地,接地电阻应符合本标准第 11.2 节的有关规定。

6.1.9 双层油罐内壁与外壁之间应有满足渗漏检测要求的贯通间隙。

6.1.10 双层钢制油罐、内钢外玻璃纤维增强塑料双层油罐和玻璃纤维增强塑料等非金属防渗衬里的双层油罐,应设渗漏检测立管,并应符合下列规定:

1 检测立管应采用钢管,直径宜为 80mm,壁厚不宜小于 4mm;

2 检测立管应位于油罐顶部的纵向中心线上;

3 检测立管的底部管口应与油罐内、外壁间隙相连通,顶部管口应装防尘盖;

4 检测立管应满足人工检测和在线监测的要求,并应保证油

罐内、外壁任何部位出现渗漏均能被发现。

6.1.11 油罐应采用钢制人孔盖。

6.1.12 油罐设在非车行道下面时,罐顶的覆土厚度不应小于0.5m;设在车行道下面时,罐顶低于混凝土路面不宜小于0.9m。钢制油罐的周围应回填中性沙或细土,其厚度不应小于0.3m;外层为玻璃纤维增强塑料材料的油罐,回填料应符合产品说明书的要求。

6.1.13 当埋地油罐受地下水或雨水作用有上浮的可能时,应采取防止油罐上浮的措施。

6.1.14 埋地油罐的人孔应设操作井。设在车行道下面的人孔井应采用加油站车行道下专用的密闭井盖和井座。

6.1.15 油罐卸油应采取防满溢措施。油料达到油罐容量的90%时,应能触动高液位报警装置;油料达到油罐容量的95%时,应能自动停止油料继续进罐。高液位报警装置应位于工作人员便于觉察的地点。

6.1.16 设有油气回收系统的加油站,站内油罐应设带有高液位报警功能的液位监测系统。单层油罐的液位监测系统尚应具备渗漏检测功能,渗漏检测分辨率不宜大于0.8L/h。

6.1.17 与土壤接触的钢制油罐外表面,防腐设计应符合现行行业标准《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计标准》SH/T 3022的有关规定,且防腐等级不应低于加强级。

6.2 加 油 机

6.2.1 加油机不得设置在室内。

6.2.2 加油枪应采用自封式加油枪,汽油加油枪的流量不应大于50L/min。

6.2.3 加油软管上宜设安全拉断阀。

6.2.4 以正压(潜油泵)供油的加油机,底部的供油管道上应设剪切阀,当加油机被撞或起火时,剪切阀应能自动关闭。

6.2.5 采用一机多油品的加油机时,加油机上的放枪位应有各油品的文字标识,加油枪应有颜色标识。

6.3 工艺管道系统

6.3.1 汽油和柴油油罐车卸油必须采用密闭卸油方式。汽油油罐车应具有卸油油气回收系统。

6.3.2 每个油罐应各自设置卸油管道和卸油接口。各卸油接口及油气回收接口应有明显的标识。

6.3.3 卸油接口应装设快速接头及密封盖。

6.3.4 加油站卸油油气回收系统的设计应符合下列规定:

1 汽油罐车向站内油罐卸油应采用平衡式密闭油气回收系统;

2 各汽油罐可共用一根卸油油气回收主管,回收主管的公称直径不宜小于 100mm;

3 卸油油气回收管道的接口宜采用自闭式快速接头和盖帽,采用非自闭式快速接头时,应在靠近快速接头的连接管道上装设阀门和盖帽。

6.3.5 加油站宜采用油罐装设潜油泵的一泵供多机(枪)的加油工艺。采用自吸式加油机时,每台加油机应按加油品种单独设置进油管和罐内底阀。

6.3.6 加油站应采用加油油气回收系统。

6.3.7 加油油气回收系统的设计应符合下列规定:

1 应采用真空辅助式油气回收系统;

2 汽油加油机与油罐之间应设油气回收管道,多台汽油加油机可共用一根油气回收主管,油气回收主管的公称直径不应小于 50mm;

3 加油油气回收系统应采取防止油气反向流至加油枪的措施;

4 加油机应具备回收油气功能,其气液比宜设定为 1.0~1.2;

5 在加油机底部与油气回收立管的连接处,应安装一个用于检测液阻和系统密闭性的丝接三通,其旁通短管上应设公称直径为 25mm 的球阀及丝堵。

6.3.8 油罐的接合管设置应符合下列规定:

1 接合管应为金属材质;

2 接合管应设在油罐的顶部,其中进油接合管、出油接合管或潜油泵安装口应设在人孔盖上;

3 进油管应伸至罐内距罐底 50mm~100mm 处,进油立管的底端应为 45°斜管口或 T 形管口,进油钢管壁上不得有与油罐气相空间相通的开口;

4 罐内潜油泵的入油口或通往自吸式加油机管道的罐内底阀,应高于罐底 150mm~200mm;

5 油罐的量油孔应设带锁的量油帽,量油孔下部的接合管宜向下伸至罐内距罐底 200mm 处,并应有检尺时使接合管内液位与罐内液位相一致的技术措施;

6 油罐人孔井内的管道及设备应保证油罐人孔盖的可拆装性;

7 人孔盖上的接合管与引出井外管道的连接,宜采用金属软管过渡连接。

6.3.9 汽油罐与柴油罐的通气管应分开设置。通气管管口高出地面的高度不应小于 4m。沿建(构)筑物的墙(柱)向上敷设的通气管,管口应高出建筑物的顶面 2m 及以上。通气管管口应设置阻火器。

6.3.10 通气管的公称直径不应小于 50mm。

6.3.11 当加油站采用油气回收系统时,汽油罐的通气管管口除应装设阻火器外,尚应装设呼吸阀。呼吸阀的工作正压宜为 2kPa~3kPa,工作负压宜为 1.5kPa~2kPa。

6.3.12 加油站工艺管道的选用应符合下列规定:

1 地面敷设的工艺管道应采用符合现行国家标准《输送流体

用无缝钢管》GB/T 8163 的无缝钢管；

2 其他管道应采用输送流体用无缝钢管或适于输送油品的热塑性塑料管道，所采用的热塑性塑料管道应有质量证明文件，非烃类车用燃料不得采用不导静电的热塑性塑料管道；

3 无缝钢管的公称壁厚不应小于 4mm，埋地钢管的连接应采用焊接；

4 热塑性塑料管道的主体结构层应为无孔隙聚乙烯材料，壁厚不应小于 4mm，埋地部分的热塑性塑料管道应采用配套的专用连接管件电熔连接；

5 导静电热塑性塑料管道导静电衬层的体电阻率应小于 $10^8 \Omega \cdot \text{m}$ ，表面电阻率应小于 $10^{10} \Omega$ ；

6 不导静电热塑性塑料管道主体结构层的介电击穿强度应大于 100kV；

7 柴油尾气处理液加注设备的管道，应采用奥氏体不锈钢管道或能满足输送柴油尾气处理液的其他管道。

6.3.13 油罐车卸油时用的卸油连通软管、油气回收连通软管，应采用导静电耐油软管，其体电阻率应小于 $10^8 \Omega \cdot \text{m}$ ，表面电阻率应小于 $10^{10} \Omega$ ，或采用内附金属丝(网)的橡胶软管。

6.3.14 加油站内的工艺管道除必须露出地面的以外，均应埋地敷设。当采用管沟敷设时，管沟必须用中性沙子或细土填满、填实。

6.3.15 卸油管道、卸油油气回收管道、加油油气回收管道和油罐通气管横管，应坡向埋地油罐。卸油管道的坡度不应小于 2‰，卸油油气回收管道、加油油气回收管道和油罐通气管横管的坡度，不应小于 1‰。

6.3.16 受地形限制，加油油气回收管道坡向油罐的坡度无法满足本标准第 6.3.14 条的要求时，可在管道靠近油罐的位置设置集液器，且管道坡向集液器的坡度不应小于 1‰。

6.3.17 埋地工艺管道的埋设深度不得小于 0.4m。敷设在混凝

土场地或道路下面的管道,管顶低于混凝土层下表面不得小于 0.2m。管道周围应回填不小于 100mm 厚的中性沙子或细土。

6.3.18 工艺管道不应穿过或跨越站房等与其无直接关系的建(构)筑物;与管沟、电缆沟和排水沟交叉时,应采取相应的防护措施。

6.3.19 不导静电热塑性塑料管道的设计和安装,除应符合本标准第 6.3.12 条的有关规定外,尚应符合下列规定:

1 管道内油品的流速应小于 2.8m/s;

2 管道在人孔井内、加油机底槽和卸油口等处未完全埋地的部分,应在满足管道连接要求的前提下,采用最短的安装长度和最少的接头。

6.3.20 埋地钢质管道外表面的防腐设计,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。

6.4 橇装式加油装置

6.4.1 橇装式加油装置应采用双壁钢制油罐,两层罐壁之间的空间应设漏油检测装置,并应保证内罐与外罐任何部位出现渗漏时均能被发现。

6.4.2 橇装式加油装置的汽油罐内罐应安装防爆装置或材料。防爆装置或材料的燃爆增压值不应大于 0.05MPa。采用金属阻隔防爆装置时,阻隔防爆装置的选用和安装应按现行行业标准《阻隔防爆橇装式汽车加油(气)装置技术要求》AQ 3002 的有关规定执行;采用非金属防爆材料时,应按现行行业标准《道路运输车辆油箱及液体燃料运输罐体阻隔防爆安全技术要求》JT/T 1046 的有关规定执行。

6.4.3 橇装式加油装置储罐的内罐设计压力不应小于 0.8MPa,建造应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21、国家现行标准《压力容器》GB 150.1~GB 150.4、《卧式容器》NB/T 47042 和《石油化工钢制压力容器》SH/T 3074 的有关规定。

6.4.4 双壁钢制油罐的外罐,设计压力可为常压,建造应符合现行行业标准《钢制焊接常压容器》NB/T 47003.1的有关规定。

6.4.5 油罐附件设置应符合下列规定:

1 油罐应设紧急泄压装置、防溢流阀、液位计,液位计应在油罐内的液位上升到油罐容量的90%时发出报警信号,防溢流阀应在油罐内的液位上升到油罐容量的95%时自动停止油料进罐;

2 油罐出油管道应设置高温自动断油保护阀;

3 油罐进油口应设置在油罐上部,进油管的高点应高于油罐的最高液位,进油管应伸至罐内距罐底50mm~100mm处,进油管应采取防虹吸措施;

4 卸油软管接头应采用自闭式快速接头;

5 油罐出油管管口距罐底宜为0.15m,油罐出油管的高点应高于油罐的最高液位;

6 油罐的最高液位以下有连接法兰和快速接头的区域应设置收集漏油的容器;

7 油罐通气管管口应高于油罐周围地面4m,且应高于罐顶1.5m,管口应设阻火器和呼吸阀,呼吸阀的工作正压宜为2kPa~3kPa,工作负压宜为1.5kPa~2kPa。

6.4.6 油罐应设防晒罩棚或采取隔热措施。

6.4.7 加油机设置应符合下列规定:

1 加油机安装在箱体内时,箱体应采取良好的通风措施;

2 加油机上方应设自动灭火器,自动灭火器的启动温度不应高于95℃;

3 加油枪应采用自封式加油枪,汽油加油枪的流量不应大于50L/min;

4 加油软管上应设安全拉断阀。

6.4.8 橇装式加油装置不得设在室内或其他有气相空间的封闭箱体内。

6.4.9 橇装式加油装置的汽油设备应采用卸油和加油油气回收

系统。

6.4.10 橇装式加油装置四周应设防护围堰或漏油收集池,防护围堰内或漏油收集池的有效容量不应小于储罐总容量的 50%。防护围堰或漏油收集池应采用不燃烧实体材料建造,且不应渗漏。

6.4.11 橇装式加油装置邻近行车道一侧应设防撞设施。

6.5 防渗措施

6.5.1 加油站埋地油罐应采用下列之一的防渗方式:

- 1 采用双层油罐;
- 2 单层油罐设置防渗罐池。

6.5.2 防渗罐池的设计应符合下列规定:

1 防渗罐池应采用防渗钢筋混凝土整体浇筑,并应符合现行国家标准《地下工程防水技术规范》GB 50108 的有关规定;

2 防渗罐池应根据油罐的数量设置隔池,一个隔池内的油罐不应多于两座;

3 防渗罐池的池壁顶应高于池内罐顶标高,池底宜低于罐底设计标高 200mm,墙面与罐壁之间的间距不应小于 500mm;

4 防渗罐池的内表面应衬玻璃钢或其他材料防渗层;

5 防渗罐池内的空间应采用中性沙回填;

6 防渗罐池的上部应采取防止雨水、地表水和外部泄漏油品渗入池内的措施。

6.5.3 防渗罐池的各隔池内应设检测立管,检测立管的设置应符合下列规定:

1 检测立管应采用耐油、耐腐蚀的管材制作,直径宜为 100mm,壁厚不应小于 4mm;

2 检测立管的下端应置于防渗罐池的最低处,除设置在车道下的油罐外,检测立管的上部管口应高出罐区设计地面 200mm;

3 检测立管与池内罐顶标高以下范围应为过滤管段,过滤管段应能允许池内任何层面的渗漏液体进入检测管,并应能阻止泥

沙侵入；

4 检测立管周围应回填粒径为 10mm~30mm 的砾石；

5 检测口应有防止雨水、油污、杂物侵入的保护盖和标识。

6.5.4 装有潜油泵的油罐人孔操作井、卸油口井、加油机底槽等可能发生油品渗漏的部位，也应采取相应的防渗措施。

6.5.5 加油站埋地加油管道应采用双层管道。双层管道的设计应符合下列规定：

1 双层管道的内层管应符合本标准第 6.3 节的有关规定；

2 采用双层非金属管道时，外层管应满足耐油、耐腐蚀、耐老化 and 系统试验压力的要求；

3 采用双层钢质管道时，外层管的壁厚不应小于 5mm；

4 双层管道系统的内层管与外层管之间的缝隙应贯通；

5 双层管道系统的最低点应设检漏点；

6 双层管道坡向检漏点的坡度不应小于 5‰，并应保证内层管和外层管任何部位出现渗漏均能在检漏点处被发现；

7 管道系统的渗漏检测宜采用在线监测系统。

6.5.6 双层油罐、防渗罐池的渗漏检测宜采用在线监测系统。采用液体传感器监测时，传感器的检测精度不应大于 3.5mm。

6.5.7 既有加油站油罐和管道需要更新改造时，应符合本标准第 6.5.1 条~第 6.5.6 条的规定。

6.6 自助加油站(区)

6.6.1 自助加油站(区)应明显标示加油车辆引导线，并应在加油站车辆入口和加油岛处设置醒目的“自助”标识。

6.6.2 在加油岛和加油机附近的明显位置，应标示油品类别、标号以及安全警示。

6.6.3 不宜在同一加油车位上同时设置汽油、柴油两种加油功能。

6.6.4 自助加油机除应符合本标准第 6.2 节的规定外，尚应符合

下列规定：

1 应采用防静电加油枪、键盘，或专设消除人体静电装置并有显著标识；

2 应标示自助加油操作说明；

3 应具备音频提示系统，在提起加油枪后可提示油品品种、标号并进行操作指导；

4 加油枪应设置跌落时即自动停止加油作业的功能，并应具有无压自封功能；

5 应设置紧急停机开关。

6.6.5 自助加油站应设置视频监视系统，该系统应能覆盖加油区、卸油区、人孔井、收银区、便利店等区域。视频设备不应因车辆遮挡而影响监视。

6.6.6 自助加油站的营业室内应设监控系统，该系统应具备下列监控功能：

1 营业员可通过监控系统确认每台自助加油机的使用情况；

2 可分别控制每台自助加油机的加油和停止状态；

3 发生紧急情况时可启动紧急切断开关停止所有加油机运行；

4 可与顾客进行单独对话，指导其操作；

5 可对整个加油场地进行广播。

7 LPG 加气工艺及设施

7.1 LPG 储罐

7.1.1 加气站内液化石油气储罐的设计,应符合下列规定:

1 储罐设计应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21、国家现行标准《压力容器》GB 150.1~GB 150.4、《卧式容器》NB/T 47042 的有关规定;

2 储罐的设计压力不应小于 1.78MPa;

3 储罐的出液管道端口接管高度应按选择的充装泵要求确定,进液管道和液相回流管道宜接入储罐内的气相空间。

7.1.2 储罐根部关闭阀门的设置应符合下列规定:

1 储罐的进液管、液相回流管和气相回流管上应设置止回阀;

2 出液管和卸车用的气相平衡管上宜设过流阀。

7.1.3 储罐的管路系统和附属设备的设置应符合下列规定:

1 储罐应设置全启封闭式弹簧安全阀。安全阀与储罐之间的管道上应装设切断阀,切断阀在正常操作时应处于铅封开状态。地上储罐放空管管口应高出储罐操作平台 2m 及以上,且应高出地面 5m 及以上。地下储罐的放空管管口应高出地面 5.0m 及以上。放空管管口应垂直向上,底部应设排污管。

2 管路系统的设计压力不应小于 2.5MPa。

3 在储罐外的排污管上应设两道切断阀,阀间宜设排污箱。在寒冷和严寒地区,从储罐底部引出的排污管的根部管道应加装伴热或保温装置。

4 对储罐内未设置控制阀门的出液管道和排污管道,应在储罐的第一道法兰处配备堵漏装置。

5 储罐应设置检修用的放空管,其公称直径不应小于40mm,并宜与安全阀接管共用一个开孔。

6 过流阀的关闭流量宜为最大工作流量的1.6倍~1.8倍。

7.1.4 LPG储罐测量仪表的设置应符合下列规定:

1 储罐必须设置就地指示的液位计、压力表和温度计,以及液位上、下限报警装置;

2 储罐应设置液位上限限位控制和压力上限报警装置;

3 在一、二级LPG加气站或合建站内,储罐液位和压力的测量宜设远程监控系统。

7.1.5 LPG储罐严禁设置在室内或地下室内。在加油加气合建站和城市建成区内的加气站,LPG储罐应埋地设置,且不应布置在车行道下。

7.1.6 地上LPG储罐的设置应符合下列规定:

1 储罐应集中单排布置,储罐与储罐之间的净距不应小于相邻较大罐的直径;

2 罐组四周应设置高度为1m的防护堤,防护堤内堤脚线至罐壁净距不应小于2m;

3 储罐的支座应采用钢筋混凝土支座,耐火极限不应低于5h。

7.1.7 埋地LPG储罐的设置应符合下列规定:

1 储罐之间的距离不应小于2m,且应采用防渗混凝土墙隔开;

2 直接覆土埋设在地下的LPG储罐罐顶的覆土厚度不应小于0.5m,罐周围应回填中性细沙,厚度不应小于0.5m;

3 LPG储罐应采取抗浮措施。

7.1.8 埋地LPG储罐采用地下罐池时,应符合下列规定:

1 罐池内壁与罐壁之间的净距不应小于1m;

2 罐池底和侧壁应采取防渗漏措施,池内应用中性细沙或沙包填实;

3 罐顶的覆盖厚度不应小于 0.5m, 周边填充厚度不应小于 0.9m;

4 池底一侧应设排水沟, 池底面坡度宜为 3‰, 抽水井内的电气设备应符合防爆要求。

7.1.9 储罐应坡向排污端, 坡度应为 3‰~5‰。

7.1.10 埋地 LPG 储罐外表面的防腐设计, 应符合现行行业标准《石油化工设备和管道涂料防腐设计标准》SH/T 3022 的有关规定, 并应采用最高级别防腐绝缘保护层, 同时应采取阴极保护措施。在 LPG 储罐根部阀门后应安装绝缘法兰。

7.2 泵和压缩机

7.2.1 LPG 卸车宜选用卸车泵; LPG 储罐总容积大于 30m³ 时, 卸车可选用 LPG 压缩机; LPG 储罐总容积小于或等于 45m³ 时, 可由 LPG 槽车上的卸车泵卸车, 槽车上的卸车泵宜由站内供电。

7.2.2 向燃气汽车加气应选用充装泵。充装泵的计算流量应依据其所供应的加气枪数量确定。

7.2.3 加气站内所设的卸车泵流量不宜小于 300L/min。

7.2.4 设置在地面上的泵和压缩机, 应设置防晒罩棚或泵房(压缩机间)。

7.2.5 LPG 储罐的出液管设置在罐体底部时, 充装泵的管路系统设计应符合下列规定:

1 泵的进、出口宜安装长度不小于 0.3m 的挠性管或采取其他防振措施;

2 从储罐引至泵进口的液相管道, 应坡向泵的进口, 且不得有窝存气体的位置;

3 在泵的出口管路上应安装回流阀、止回阀和压力表。

7.2.6 LPG 储罐的出液管设在罐体顶部时, 抽吸泵的管路系统设计应符合本标准第 7.2.5 条第 1 款、第 3 款的规定。

7.2.7 潜液泵的管路系统设计除应符合本标准第 7.2.5 条第 3

款的规定外,尚宜在安装潜液泵的筒体下部设置切断阀和过流阀。切断阀应能在罐顶操作。

7.2.8 潜液泵宜设超温自动停泵保护装置。电机运行温度至45℃时,应自动切断电源。

7.2.9 LPG压缩机进、出口管道阀门及附件的设置,应符合下列规定:

- 1 进口管道应设过滤器;
- 2 出口管道应设止回阀和安全阀;
- 3 进口管道和储罐的气相之间应设旁通阀。

7.3 LPG加气机

7.3.1 加气机不得设置在室内。

7.3.2 加气机数量应根据加气汽车数量确定。每辆汽车加气时间可按3min~5min计算。

7.3.3 加气机应具有充装和计量功能,技术要求应符合下列规定:

- 1 加气系统的设计压力不应小于2.5MPa;
- 2 加气枪的流量不应大于60L/min;
- 3 加气软管上应设安全拉断阀,分离拉力宜为400N~600N;
- 4 加气机的计量精度不应低于1.0级;
- 5 加气枪的加气嘴应与汽车车载LPG储液瓶受气口配套,加气嘴应配置自密封阀,卸开连接后的液体泄漏量不应大于5mL。

7.3.4 加气机的液相管道上宜设事故切断阀或过流阀。事故切断阀和过流阀应符合下列规定:

- 1 当加气机被撞时,设置的事事故切断阀应能自行关闭;
- 2 过流阀关闭流量宜为最大工作流量的1.6倍~1.8倍;
- 3 事故切断阀或过流阀与充装泵连接的管道应牢固,当加气机被撞时,该管道系统不得受损坏。

7.3.5 加气机附近应设置防撞柱(栏),高度不应低于 0.5m。

7.4 LPG 管道系统

7.4.1 LPG 管道应选用 10 号、20 号钢或具有同等性能材料的无缝钢管,技术性能应符合现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 的有关规定。管件应与管子材质相同。

7.4.2 管道上的阀门及其他金属配件的材质宜为碳素钢。

7.4.3 LPG 管道组成件的设计压力不应小于 2.5MPa。

7.4.4 管子与管子、管子与管件的连接应采用焊接。

7.4.5 管道与储罐、容器、设备及阀门的连接宜采用法兰连接。

7.4.6 管道系统上的胶管应采用耐 LPG 腐蚀的钢丝缠绕高压胶管,压力等级不应小于 6.4MPa。

7.4.7 LPG 管道宜埋地敷设。当需要管沟敷设时,管沟应采用中性沙子填实。

7.4.8 埋地管道应埋设在土壤冰冻线以下,且覆土厚度不得小于 0.8m。穿越车行道处宜加设套管。

7.4.9 埋地管道防腐设计,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。

7.4.10 液态 LPG 在管道中的流速,泵前不宜大于 1.2m/s,泵后不应大于 3m/s;气态 LPG 在管道中的流速不宜大于 12m/s。

7.4.11 液化石油气罐的出液管道和连接槽车的液相管道上,应设置紧急切断阀。

7.5 槽车卸车点

7.5.1 连接 LPG 槽车的液相管道和气相管道上应设置安全拉断阀。

7.5.2 安全拉断阀的分离拉力宜为 400N~600N,关断阀与接头的距离不应大于 0.2m。

7.5.3 在 LPG 储罐或卸车泵的进口管道上应设过滤器。过滤器

滤网的流通面积不应小于管道截面积的 5 倍,并应能阻止粒度大于 0.2mm 的固体杂质通过。

7.5.4 LPG 卸车应采用具备自动锁定、脱落和拉断能自封闭的专用接头。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

8 CNG 加气工艺及设施

8.1 CNG 常规加气站和加气母站工艺设施

8.1.1 天然气进站管道宜采取调压或限压措施。天然气进站管道设置调压器时,调压器应设置在天然气进站管道上的紧急关断阀之后。

8.1.2 天然气进站管道上应设计量装置,计量准确度不应低于 1.0 级。体积流量计量的基准状态,压力应为 101.325kPa,温度应为 20℃。

8.1.3 进站天然气硫化氢含量不符合现行国家标准《车用压缩天然气》GB 18047 的有关规定时,应在站内进行脱硫处理。脱硫系统的设计应符合下列规定:

- 1 脱硫应在天然气增压前进行;
- 2 脱硫设备应设在室外;
- 3 脱硫系统宜设置备用脱硫塔;
- 4 脱硫设备宜采用固体脱硫剂;

5 脱硫塔前后的工艺管道上应设置硫化氢含量检测取样口,也可设置硫化氢含量在线检测分析仪。

8.1.4 进站天然气含水量不符合现行国家标准《车用压缩天然气》GB 18047 的有关规定时,应在站内进行脱水处理。脱水系统的设计应符合下列规定:

- 1 脱水系统宜设置备用脱水设备;
- 2 脱水设备宜采用固体吸附剂;

3 脱水设备的出口管道上应设置露点检测取样接口,站内应设置露点检测仪。

8.1.5 进入压缩机的天然气不应含游离水,含尘量和微尘直径等

质量指标应符合所选用的压缩机的有关规定。

8.1.6 压缩机排气压力不应大于 CNG 储存容器的最大工作压力。

8.1.7 压缩机组进口前应设分离缓冲罐,机组出口后宜设排气缓冲罐。缓冲罐的设置应符合下列规定:

- 1 分离缓冲罐应设在进气总管上或每台机组的进口位置处;
- 2 分离缓冲罐内应有凝液捕集分离结构;
- 3 机组排气缓冲罐宜设置在机组排气除油过滤器之后;
- 4 天然气在缓冲罐内的停留时间不宜小于 10s;
- 5 分离缓冲罐及容积大于 0.3m^3 的排气缓冲罐,应设压力指示仪表,并应有超压安全泄放措施。

8.1.8 设置压缩机组的吸气、排气管道时,应避免振动对管道系统、压缩机和建(构)筑物造成有害影响。

8.1.9 天然气压缩机宜单排布置,压缩机房的主要通道宽度不宜小于 2m。

8.1.10 压缩机组宜配置专用的可编程逻辑控制器(PLC 系统)进行运行管理,PLC 系统应与加气站自动化过程控制系统进行通信。

8.1.11 压缩机的卸载排气不应对外放空,宜回收至压缩机缓冲罐或废气回收罐。

8.1.12 压缩机组排出的冷凝液应集中处理。

8.1.13 固定储气设施的最大工作压力不应大于 40MPa,且不应超过相对应加气设备额定工作压力 5MPa 及以上。

8.1.14 CNG 加气站内所设置的固定储气设施应选用瓶式容器或储气井。

8.1.15 瓶式容器的设计和制造应符合现行行业标准《钢制压力容器——分析设计标准》JB 4732 的有关规定,并应符合相关产品技术要求。

8.1.16 储气瓶(组)应固定在独立支架上,地上储气瓶(组)宜卧式放置。

8.1.17 固定储气设施应有积液收集处理措施。

8.1.18 储气井不宜建在地质滑坡带及溶洞等地质构造上。

8.1.19 储气井本体的设计疲劳次数不应小于 2.5×10^4 次。

8.1.20 储气井的工程设计和建造,应符合现行行业标准《储气井工程技术规范》SH/T 3216 的有关规定。储气井口应便于开启检测。

8.1.21 储气井应分段设计,埋地部分井筒应符合现行行业标准《套管柱结构与强度设计》SY/T 5724 的有关规定,地上部分应符合现行行业标准《钢制压力容器——分析设计标准》JB 4732 的有关规定。

8.1.22 CNG 加(卸)气设备设置应符合下列规定:

1 加(卸)气设施不得设置在室内;

2 加气设备额定工作压力不应大于 35MPa;

3 加气机流量不应大于 $0.25\text{m}^3/\text{min}$ (工作状态);

4 加(卸)气柱流量不应大于 $0.5\text{m}^3/\text{min}$ (工作状态);

5 加(卸)气枪软管上应设安全拉断阀,加气机安全拉断阀的分离拉力宜为 400N~600N,加(卸)气柱安全拉断阀的分离拉力宜为 600N~900N,软管的长度不应大于 6m;

6 向车用储气瓶加注 CNG 时,应控制车用储气瓶内的气体温度不超过 65°C ;

7 额定工作压力不同的加气机,其加气枪的加注口应采用不同的结构形式。

8.1.23 储气瓶(组)的管道接口端不宜朝向办公区、加气岛和邻近的站外建筑物。不可避免时,储气瓶(组)的管道接口端与办公区、加气岛和邻近的站外建筑物之间应设厚度不小于 200mm 的钢筋混凝土实体墙隔墙,并应符合下列规定:

1 固定储气瓶(组)的管道接口端与办公区、加气岛和邻近的站外建筑物之间设置的隔墙,其高度应高于储气瓶(组)顶部 1m 及以上,隔墙长度应为储气瓶(组)宽度两端各加 2m 及以上;

2 长管拖车和管束式集装箱的管道接口端与办公区、加气岛和邻近的站外建筑物之间设置的隔墙,围墙高度应高于储气瓶组拖车的高度 1m 及以上,围墙长度不应小于车宽两端各加 1m 及以上;

3 储气瓶(组)管道接口端与站外建筑物之间设置的隔墙,可作为站区围墙的一部分。

8.1.24 加气设施的计量准确度不应低于 1.0 级。

8.1.25 用于天然气氢气混合燃料汽车的氢气质量,应符合现行国家标准《氢气 第 1 部分:工业氢》GB/T 3634.1 的有关规定。

8.1.26 在 CNG 加气站内设置的用于调配天然气氢气混合燃料的储氢设施,应符合本标准有关储氢设施的规定。

8.2 CNG 加气子站工艺设施

8.2.1 CNG 加气子站可采用压缩机增压或液压设备增压的加气工艺,也可采用储气瓶直接通过加气机给 CNG 汽车加气的工艺。当采用液压设备增压的加气工艺时,液压油不得影响 CNG 的质量。

8.2.2 采用液压设备增压工艺的 CNG 加气子站,液压设备不应使用甲类或乙类可燃液体,液体的操作温度应低于液体的闪点至少 5℃。

8.2.3 CNG 加气子站的液压设施应采用防爆电气设备,液压设施与站内其他设施的间距可不限。

8.2.4 CNG 加气子站储气设施、压缩机、加气机、卸气柱的设置,应符合本标准第 8.1 节的有关规定。

8.2.5 储气瓶(组)的管道接口端不宜朝向办公区、加气岛和邻近的站外建筑物。不可避免时,应符合本标准第 8.1.23 条的规定。

8.3 CNG 工艺设施的安全保护

8.3.1 天然气进站管道上应设置紧急切断阀。可手动操作的紧

急切断阀的位置应便于发生事故时能及时切断气源。

8.3.2 站内天然气调压计量、增压、储存、加气各工段,应分段设置切断气源的切断阀。

8.3.3 储气瓶(组)、储气井与加气机或加气柱之间的总管上应设主切断阀。每个储气瓶(井)出口应设切断阀。

8.3.4 储气瓶(组)、储气井进气总管上应设安全阀及紧急放空管、压力表及超压报警器。车载储气瓶组应有与站内工艺安全设施相匹配的安全保护措施,但可不设超压报警器。

8.3.5 加气站内设备和各级管道应设置安全阀。安全阀的设置应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21 的有关规定,安全阀的整定压力 P_0 尚应符合下列公式的规定:

1 当 $P_w \leq 1.8 \text{MPa}$ 时:

$$P_0 = P_w + 0.18 \quad (8.3.5-1)$$

式中: P_w ——设备最大工作压力(MPa);

P_0 ——安全阀的整定压力(MPa)。

2 当 $1.8 \text{MPa} < P_w \leq 4.0 \text{MPa}$ 时:

$$P_0 = 1.1P_w \quad (8.3.5-2)$$

3 当 $4.0 \text{MPa} < P_w \leq 8.0 \text{MPa}$ 时:

$$P_0 = P_w + 0.4 \quad (8.3.5-3)$$

4 当 $8.0 \text{MPa} < P_w \leq 35.0 \text{MPa}$ 时:

$$P_0 = 1.05P_w \quad (8.3.5-4)$$

8.3.6 加气站内的所有设备和管道组成件的设计压力,应高于最大工作压力 10% 及以上,且不应低于安全阀的整定压力。

8.3.7 加气站内的天然气管道和储气瓶(组)应设置泄压放空设施,泄压放空设施应采取防堵塞和防冻措施。泄放气体应符合下列规定:

1 一次泄放量大于 500m^3 (基准状态)的高压气体,应通过放空管迅速排放;

2 一次泄放量大于 2m^3 (基准状态),泄放次数平均每小时大

于或等于 2 次的操作排放,应设置专用回收罐;

3 一次泄放量小于 2m^3 (基准状态)的气体可排入大气。

8.3.8 加气站的天然气放空管设置应符合下列规定:

1 不同压力级别系统的放空管宜分别设置;

2 放空管管口应高出设备平台及以管口为中心半径 12m 范围内的建(构)筑物 2m 及以上,且应高出所在地面 5m 及以上;

3 放空管应垂直向上。

8.3.9 压缩机组运行的安全保护应符合下列规定:

1 压缩机排气口与第一个截断阀之间应设安全阀,安全阀的泄放能力不应小于压缩机的安全泄放量;

2 压缩机进气口、排气口应设高、低压报警和高压越限停机装置;

3 压缩机组控制系统应设置进气压力偏低报警、进气压力超高报警和高压越限停机、排气压力超高报警和高压越限停机装置;

4 压缩机组控制系统应设置排气温度超高报警和高温越限停机装置;

5 压缩机组控制系统应设置润滑油系统低压报警和停机装置。

8.3.10 CNG 加气站内的设备及管道,凡经增压、输送、储存、缓冲或有较大阻力损失需显示压力的位置,均应设压力测点,并应设供压力表拆卸时高压气体泄压的安全泄气孔。压力表量程范围宜为工作压力的 1.5 倍~ 2.0 倍。

8.3.11 CNG 加气站内下列位置应设高度不小于 0.5m 的防撞柱(栏):

1 固定储气瓶(组)或储气井与站内汽车通道相邻一侧;

2 加气机、加气柱和卸气柱的车辆通过侧。

8.3.12 CNG 加气机、加气柱的进气管道上,宜设置防撞事故自动切断阀。

8.4 CNG 管道及其组成件

8.4.1 天然气管道应选用无缝钢管。设计压力低于 4.0MPa 的天然气管道,应符合现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 的有关规定;设计压力大于或等于 4.0MPa 的天然气管道,应符合现行国家标准《流体输送用不锈钢无缝钢管》GB/T 14976 或《高压锅炉用无缝钢管》GB/T 5310 的有关规定。

8.4.2 加气站内与天然气接触的所有设备和管道组成件的材质,应与天然气介质相适应。

8.4.3 站内高压天然气管道宜采用焊接连接,管道与设备、阀门可采用法兰、卡套、锥管螺纹连接。

8.4.4 室外天然气管道宜埋地或管沟敷设。埋地敷设时其管顶距地面不应小于 0.5m,冰冻地区宜敷设在冰冻线以下;采用管沟敷设时,应采取防止天然气泄漏积聚的措施。室内管道宜采用管沟敷设,管沟应用中性沙填充。

8.4.5 埋地管道防腐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。

9 LNG 和 L-CNG 加气工艺及设施

9.1 LNG 储罐、泵和气化器

9.1.1 LNG 储罐的建造应符合下列规定：

1 储罐的建造应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21、现行国家标准《压力容器》GB 150.1~GB 150.4 和《固定式真空绝热深冷压力容器》GB/T 18442.1~GB/T 18442.7 的有关规定。

2 储罐内筒的设计温度不应高于 -196°C ，设计压力应满足下列公式的要求：

1) 当 $P_w < 0.9\text{MPa}$ 时：

$$P_d \geq P_w + 0.18\text{MPa} \quad (9.1.1-1)$$

2) 当 $P_w \geq 0.9\text{MPa}$ 时：

$$P_d \geq 1.2P_w \quad (9.1.1-2)$$

式中： P_w ——设备最大工作压力(MPa)；

P_d ——设计压力(MPa)。

3 内罐与外罐之间应设绝热层，绝热层应与 LNG 和天然气相适应，并应为不燃材料。外罐外部着火时，绝热层的绝热性能不应明显降低。

9.1.2 在城市中心区内，各类 LNG 加气站及加油加气合建站，应采用地下 LNG 储罐或半地下 LNG 储罐。

9.1.3 地上 LNG 储罐等设备和非箱式 LNG 橇装设备的设置，应符合下列规定：

1 LNG 储罐之间的净距不应小于相邻较大罐的直径的 1/2，且不应小于 2m。

2 LNG 储罐组四周应设防护堤，堤内的有效容量不应小于其中一个最大 LNG 储罐的容量。防护堤内地面应至少低于周边

地面 0.1m,防护堤顶面应至少高出堤内地面 0.8m,且应至少高出堤外地面 0.4m。防护堤内堤脚线至 LNG 储罐外壁的净距不应小于 2m。防护堤应采用不燃烧实体材料建造,应能承受所容纳液体的静压及温度变化的影响,且不应渗漏。防护堤的雨水排放口应有封堵措施。

3 防护堤内不应设置其他可燃液体储罐、CNG 储气瓶(组)或储气井。非明火气化器和 LNG 泵可设置在防护堤内。

9.1.4 箱式 LNG 橇装设备的设置应符合下列规定:

1 LNG 橇装设备的主箱体内侧应设拦蓄池,拦蓄池内的有效容量不应小于 LNG 储罐的容量,且拦蓄池侧板的高度不应小于 1.2m,LNG 储罐外壁至拦蓄池侧板的净距不应小于 0.3m;

2 拦蓄池的底板和侧板应采用耐低温不锈钢材料,并应保证拦蓄池的强度和刚度能满足容纳泄漏的 LNG 的需要;

3 LNG 橇装设备主箱体应能容纳橇体上的储罐、潜液泵池、加注系统、管路系统、计量与防爆控制系统等设备,主箱体侧板高出拦蓄池侧板以上的部位和箱顶应设置百叶窗,百叶窗应能有效防止雨水淋入箱体内部;

4 LNG 橇装设备的主箱体应采取通风措施,并应符合本标准第 14.1.4 条的规定;

5 箱体材料应为金属材料,不得采用可燃材料。

9.1.5 地下或半地下 LNG 储罐的设置应符合下列规定:

1 储罐宜采用卧式储罐;

2 储罐应安装在罐池中,罐池应为不燃烧实体防护结构,应能承受所容纳液体的静压及温度变化的影响,且不应渗漏;

3 储罐的外壁距罐池内壁的距离不应小于 1m,同池内储罐的间距不应小于 1.5m;

4 罐池深度大于或等于 2m 时,池壁顶应至少高出罐池外地面 1m,当池壁顶高出罐池外地面 1.5m 及以上时,池壁可设置用不燃烧材料制作的实体门;

- 5 半地下 LNG 储罐的池壁顶应至少高出罐顶 0.2m;
 - 6 储罐应采取抗浮措施;
 - 7 罐池上方可设置开敞式的罩棚。
- 9.1.6 储罐基础的耐火极限不应低于 3.00h。
- 9.1.7 LNG 储罐阀门的设置应符合下列规定:
- 1 储罐应设置全启封闭式安全阀,且不应少于 2 个,其中 1 个应为备用,安全阀的设置应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21 的有关规定;
 - 2 安全阀与储罐之间应设切断阀,切断阀在正常操作时应处于铅封开启状态;
 - 3 与 LNG 储罐连接的 LNG 管道应设置可远程操作的紧急切断阀;
 - 4 LNG 储罐液相管道根部阀门与储罐的连接应采用焊接,阀体材质应与管子材质相适应。
- 9.1.8 LNG 储罐的仪表设置应符合下列规定:
- 1 LNG 储罐应设置液位计和高液位报警器,高液位报警器应与进液管道紧急切断阀连锁;
 - 2 LNG 储罐最高液位以上部位应设置压力表;
 - 3 在内罐与外罐之间应设置检测环形空间绝对压力的仪器或检测接口;
 - 4 液位计、压力表应能就地指示,并将检测信号传送至控制室集中显示。
- 9.1.9 充装 LNG 汽车系统使用的潜液泵宜安装在泵池内。潜液泵罐的设计应符合本标准第 9.1.1 条的规定。LNG 潜液泵罐的管路系统和附属设备的设置应符合下列规定:
- 1 LNG 储罐的底部(外壁)与潜液泵罐的顶部(外壁)的高差,应满足 LNG 潜液泵的性能要求;
 - 2 潜液泵罐的回气管道宜与 LNG 储罐的气相管道接通,且不应有袋形;

3 潜液泵罐应设置温度和压力检测仪表,温度和压力检测仪表应能就地指示,并应将检测信号传送至控制室集中显示;

4 在泵的出口管道上应设置全启封闭式安全阀和紧急切断阀,泵出口宜设置止回阀。

9.1.10 L-CNG 系统采用柱塞泵输送 LNG 时,柱塞泵的设置应符合下列规定:

1 柱塞泵的设置应满足泵吸入压头要求;

2 泵的进、出口管道应设置防振装置;

3 在泵的出口管道上应设置止回阀和全启封闭式安全阀;

4 在泵的出口管道上应设置压力检测仪表,压力检测仪表应能就地指示,并应将检测信号传送至控制室集中显示;

5 应采取防噪声措施。

9.1.11 气化器的设置应符合下列规定:

1 气化器的选用应符合当地冬季气温条件下的使用要求;

2 气化器的设计压力不应小于最大工作压力的 1.2 倍;

3 高压气化器出口气体温度不应低于 5℃;

4 高压气化器出口应设置温度和压力检测仪表,并与柱塞泵联锁,温度和压力检测仪表应能就地指示,并应将检测信号传送至控制室集中显示。

9.2 LNG 卸车

9.2.1 连接槽车的卸液管道上应设置切断阀和止回阀,气相管道上应设置切断阀。

9.2.2 LNG 卸车软管应采用奥氏体不锈钢波纹软管,其公称压力不得小于装卸系统工作压力的 2 倍,其最小爆破压力不应小于公称压力的 4 倍。

9.3 LNG 加气区

9.3.1 加气机不得设置在室内。

9.3.2 LNG 加气机应符合下列规定：

1 加气系统的充装压力不应大于汽车车载瓶的最大工作压力；

2 气机计量误差不宜大于 1.5%；

3 加气机加气软管应设安全拉断阀，安全拉断阀的脱离拉力宜为 400N~600N；

4 加气机配置的软管应符合本标准第 9.2.2 条的规定，软管的长度不应大于 6m。

9.3.3 在 LNG 加气岛上宜配置氮气或压缩空气管吹扫接头，其最小爆破压力不应小于公称压力的 4 倍。

9.4 LNG 管道系统

9.4.1 LNG 管道和低温气相管道的设计应符合下列规定：

1 管道系统的设计压力不应小于最大工作压力的 1.2 倍，且不应小于所连接设备或容器的设计压力与静压头之和；

2 管道的设计温度不应高于 -196℃；

3 管道和管件材质应采用耐低温不锈钢，管道应符合现行国家标准《液化天然气用不锈钢无缝钢管》GB/T 38810 的有关规定，管件应符合现行国家标准《钢制对焊管件 类型与参数》GB/T 12459 的有关规定。

9.4.2 阀门的选用应符合现行国家标准《低温阀门 技术条件》GB/T 24925 的有关规定。紧急切断阀的选用应符合现行国家标准《低温介质用紧急切断阀》GB/T 24918 的有关规定。

9.4.3 远程控制的阀门均应具有手动操作功能。

9.4.4 低温管道所采用的绝热保冷材料应为防潮性能良好的不燃材料或外层为不燃材料、里层为难燃材料的复合绝热保冷材料。低温管道绝热工程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。

9.4.5 LNG 管道的两个切断阀之间应设置安全阀或其他泄压装

置,泄压排放的气体应接入放空管。

9.4.6 LNG 设备和管道的天然气放空应符合下列规定:

1 加气站内应设集中放空管,LNG 储罐的放空管应接入集中放空管,其他设备和管道的放空管宜接入集中放空管;

2 放空管管口应高出以管口为中心半径 12m 范围内的建筑物顶或设备平台 2m 及以上,且距地面不应小于 5m;

3 低温天然气系统的放空应经加热器加热后放空,放空天然气的温度不宜低于 -107°C 。

9.4.7 当 LNG 管道需要采用封闭管沟敷设时,管沟应采用中性沙子填实。

住房和城乡建设部
浏览专用

10 高压储氢加氢工艺及设施

10.1 一般规定

10.1.1 用于氢燃料电池汽车的氢气,质量应满足现行国家标准《质子交换膜燃料电池汽车用燃料 氢气》GB/T 37244 的要求。

10.1.2 进站氢气的计量应符合现行国家标准《加氢站技术规范》GB 50516 的有关规定。

10.1.3 加氢合建站需要设置制氢装置或氢气纯化装置时,应符合现行国家标准《加氢站技术规范》GB 50516 的有关规定。

10.2 氢气卸车设施

10.2.1 当采用运输车辆卸气时,站内应设有固定的卸气作业车位并应有明确标识。停车位数量不宜超过 2 个,停车位应配备限位装置。

10.2.2 卸气柱与氢气运输车辆相连的管道上应设置拉断阀并宜设置防甩脱装置,拉断阀应满足下列要求:

- 1 拉断阀分离拉力为 600N~900N;
- 2 拉断阀在超过限值的外力作用下可断开为两部分,各部分端口应能自动封闭;
- 3 拉断阀在外力作用下自动分成的两部分可重新连接并能正常使用。

10.2.3 卸气管道上应设置能阻止粒度大于 $10\mu\text{m}$ 的固体杂质通过的过滤器。

10.2.4 卸气柱应设置泄放阀、紧急切断阀、就地和远传压力测量仪表。

10.3 氢气增压设施

10.3.1 加氢设施进站氢气管道或氢气长管拖车供应氢气的压力不能满足站内储存压力需要时,站内应设增压用氢气压缩机。氢气压缩机不应影响氢气质量。

10.3.2 氢气压缩机安全保护装置的设置应符合下列规定:

1 压缩机进、出口与第一个切断阀之间应设安全阀,安全阀应选用全启式安全阀;

2 压缩机进口应设置压力高、低限报警系统,出口应设置压力高高限、温度高高限停机联锁系统;

3 润滑油系统应设油压高、低或油温高的报警装置,以及油压过低的停机联锁系统;

4 压缩机的冷却水系统应设温度、压力或流量的报警和停机联锁系统;

5 压缩机进、出口管路应设置置换吹扫口;

6 采用膜式压缩机时,应设膜片破裂报警和停机联锁系统;

7 压缩机内自动控制阀门应设置阀位状态故障报警。

10.3.3 氢气压缩机卸载排气宜回流至压缩机前的管路或缓冲罐。

10.3.4 增压设施用管道、阀门、仪表等,在设计选用时应考虑氢脆的影响。

10.3.5 氢气压缩机的布置应符合下列规定:

1 设在压缩机间的氢气压缩机宜单排布置,且与墙壁之间的距离不应小于 1.0m,主要通道宽度不应小于 1.5m;

2 当氢气压缩机安装在非敞开的箱柜内时,应设置排气设施、氢气浓度报警、火焰报警、事故排风及其联锁装置等安全设施。

10.4 氢气储存设施

10.4.1 氢气储存设施可选用储氢容器或储气井。单个储氢容器

的水容积不应大于 5m^3 。

10.4.2 加氢设施内的高压氢气储存系统的工作压力应根据氢燃料汽车车载储氢气瓶的充氢压力确定。当充氢压力为 35MPa 时,固定氢气储存系统的工作压力不宜大于 45MPa ;当充氢压力为 70MPa 时,固定氢气储存系统的工作压力不宜大于 90MPa 。

10.4.3 固定式储氢容器和储气井的设计、制造应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21 和相关标准的规定。工作压力大于 25MPa 的储氢井,或工作压力大于 41MPa 且没有设计制造国家标准的其他储氢容器,应经工程试验或其他实际应用证明技术成熟,并应经设计单位书面确认。

10.4.4 储氢容器的工作温度不应低于 -40°C 且不应高于 85°C 。

10.4.5 储氢容器应满足未爆先漏的要求。

10.4.6 氢气储存设施的选材应根据材料的化学成分、力学性能、微观组织,使用条件的压力、温度、氢气品质,应力水平和制造工艺的旋压、热处理、焊接等因素综合确定对氢脆的影响。

10.4.7 氢气储存设施设计中应对容器各种可能的失效模式进行判断,材料选择和结构设计应满足避免发生脆性断裂失效模式的要求。应对氢气储存设施的塑性垮塌、局部过度应变、泄漏和疲劳断裂等失效模式进行评定。

10.4.8 氢气储存设施的设计单位应出具风险评估报告,风险评估报告至少应包括下列内容:

1 氢气储存设施在运输、安装和使用过程中可能出现的的所有失效模式,针对这些失效模式,在设计和制造过程中已经采取的控制措施以及用户在使用、维修、改造过程中应采取的控制措施;

2 氢气储存设施失效可能带来的危害性后果,提出现场使用时有效监测储氢容器的措施,如定期超声检测、在线监测、设置氢气泄漏报警装置等;

3 提出一旦氢气储存设施发生介质泄漏、燃烧和爆炸时应该

采取的措施,便于用户制订合适的应急预案;

4 提出氢气储存设施定期检验计划及检验内容。

10.4.9 加氢设施应结合服务车辆和储氢系统的取气效率,对高压储氢系统工作压力按 2 级~3 级设置,各级储氢设备容量应按各级储气压力、充氢压力和充装氢气量等因素确定。

10.4.10 固定式储氢容器应设置下列安全附件:

1 应设置安全阀和放空管道,安全阀前后应分别设 1 个全通径切断阀,并应设置为铅封开或锁开;当拆卸安全阀时,有不影响其他储氢容器和管道放空的措施,则安全阀前后可不设切断阀。安全阀应设安全阀副线,副线上应设置可现场手动和远程控制操作的紧急放空阀门。安全阀的排放能力不应小于相应压缩机的最大排气量。

2 应设置压力测量仪表,并应分别在控制室和现场指示压力。应在控制室设置超压报警和低压报警装置。

3 应设置氮气吹扫置换接口。

10.4.11 储氢容器、氢气储气井的控制系统应自动记录压力波动范围超过 20%设计压力的工作压力波动次数。

10.5 氢气加注设施

10.5.1 加氢机应设置在室外或通风良好的箱柜内。

10.5.2 加氢机应具有充装、计量和控制功能,并应符合下列规定:

1 加氢机额定或公称工作压力应为 35MPa 或 70MPa,最大工作压力应为 1.25 倍的额定工作压力;

2 氢气加注流量应符合现行国家标准《汽车用压缩氢气加气机》GB/T 31138 的有关规定;

3 加氢机应设置安全泄压装置,安全阀应选用全启式安全阀,安全阀的整定压力不应大于车载储氢瓶的最大允许工作压力或设计压力;

4 加氢机计量宜采用质量流量计,计量精度不宜低于 1.5 级,最小分度值宜为 10g;

5 加氢机应设置能实现控制及联锁保护功能的自动控制系统,当单独设置可编程逻辑控制器(PLC)时,则信号应通过通信方式与位于控制室的加氢设施控制系统进行信号往来,联锁信号应通过硬线与加氢设施控制系统进行信号往来;

6 加氢机进气管道上应设置自动切断阀,当达到车载储氢容器的充装压力高限值时,自动切断阀联锁关闭;

7 加氢机在现场及控制室或值班室均应设施紧急停车按钮,当出现紧急情况时,可按下该按钮,关闭进气阀门;

8 加氢机的箱柜内部氢气易积聚处应设置氢气检测器,当氢气含量(体积比)达到 0.4%时,应在氢气报警系统内高报警;当氢气含量(体积比)达到 1%时,应在氢气报警系统内高高报警,同时向加氢设施控制系统发出联锁停机信号,由加氢设施控制系统发出停加氢机及关闭进气管道自动切断阀的联锁信号;

9 额定工作压力不同的加氢机,其加氢枪的加注口应采用不同的结构形式;

10 加氢机应设置脱枪保护装置,发生脱枪事故时应能阻止氢气泄漏;

11 额定工作压力为 70MPa 的加氢机应设置可与车载储氢瓶组相连接的符合相应标准的通信接口,在加注过程中应将车载储氢瓶的温度、压力信号输入到加氢机,当通信中断或者有超温或超压情况发生,加氢机应能自动停止加注氢气作业。

10.5.3 加氢机的加气软管应设置拉断阀。拉断阀应能够在 400N~600N 的轴向载荷作用下断开连接,分离后两端应自行密闭。

10.5.4 加气软管及软管接头应选用具有抗腐蚀性能的材料。

10.5.5 向氢燃料汽车车载储氢瓶加注氢气时,应对输送至储氢瓶的氢气进行冷却,但加注温度不应低于 -40°C 。冷却设备的冷

媒管道应设置压力检测及安全泄放装置,并应能在管道发生泄漏事故,高压氢气进入冷媒管道时,立即自动停止加氢作业和系统运行。

10.5.6 向氢燃料汽车车载储氢瓶加注氢气时,车载储氢瓶内氢气温度不应超过 85°C ,充装率不应超过 100% ,且不宜小于 95% 。

10.5.7 测量加氢机压力变送器,压力取源应位于加氢机拉断阀的上游,并宜靠近加氢机软管拉断阀,压力取源与分离装置之间的长度不应大于 1m 。当测量的初始压力小于 2MPa 或大于相应压力等级的额定工作压力时,加氢设施应能在 5 秒内终止燃料加注作业。

10.6 管道及其组成件

10.6.1 氢气管道材质应具有与氢良好相容的特性。设计压力大于或等于 20MPa 的氢气管道应采用 $316/316\text{L}$ 双牌号钢或经实验验证的具有良好的氢相容性的材料。 $316/316\text{L}$ 双牌号钢常温机械性能应满足两个牌号中机械性能的较高值,化学成分应满足 L 级的要求,且镍(Ni)含量不应小于 12% ,许用应力应按 316 号钢选取。

10.6.2 加氢设施内所有氢气管道、阀门、管件的设计压力不应小于最大工作压力的 1.1 倍,且不得低于安全阀的整定压力。

10.6.3 氢气管道的连接应符合下列规定:

1 外径小于或等于 25.4mm ,且设计压力大于或等于 20MPa 的高压氢气管道应采用卡套连接;

2 氢气管道与设备的连接,根据需要宜采用卡套连接或螺纹连接,螺纹连接处应采用聚四氟乙烯薄膜作为填料;

3 由于振动、压力脉动及温度变化等可能产生交变荷载的部位,不宜采用螺纹连接;

4 设计压力小于 20MPa 的氢气管道的连接可采用焊接或法兰连接;

5 除非经过泄漏试验验证,螺纹连接不宜用于设计压力大于48MPa的系统;

6 外螺纹组成件的壁厚不应小于 Sch160,对小于 DN15 的外螺纹组成件,螺纹部分的最小壁厚应满足其受到的应力小于管道屈服应力 50%的要求。

10.6.4 设计压力大于或等于 20MPa 的氢气管道及其组成件的技术要求应符合本标准附录 D 的规定。

10.6.5 氢气放空管的设置应符合下列规定:

1 不同压力级别系统的放空管宜分别引至放空总管,并宜以向上 45°角接入放空总管,放空总管公称直径不宜小于 DN80;

2 放空总管应垂直向上,管口应高出设备平台及以管口为中心半径 12m 范围内的建筑物顶或平台 2m 及以上,且应高出所在地面 5m 及以上;

3 自放空设备至放空总管出口,放空管道的压力降不宜大于 0.1MPa;

4 氢气放空排气装置的设置应保证氢气安全排放,放空管道的设计压力不应小于 1.6MPa;

5 放空总管应采取防止雨水积聚和杂物堵塞的措施,宜在放空总管底部设置排水管及阀门。

10.6.6 氢气管道宜地上布置在管墩或管架上。氢气管道不应敷设在未充沙的封闭管沟内。在与加油站共同作业的作业区内,氢气管道不应采用明沟敷设。氢气管道埋地敷设时,管顶距地面不应小于 0.7m。冰冻地区宜敷设在冰冻线以下。

10.6.7 站内氢气管道明沟敷设时,应符合下列规定:

1 明沟顶部宜设置格栅板或通气盖板;

2 管道支架、格栅板应采用不燃材料制作;

3 当明沟设置盖板时,应保持沟内通风良好,并不得有积聚氢气的空间。

10.6.8 氢气管道布置应满足柔性要求,管道宜采用自然补偿。

10.6.9 氢气管道宜在流量计、调节阀等易产生振动的设备附近设置固定点。

10.6.10 氢气管道的设计除应符合本节的规定外,尚应符合现行国家标准《工业金属管道设计规范》GB 50316 和《压力管道规范 工业管道》GB/T 20801 的有关规定。

10.7 工艺系统的安全防护

10.7.1 以管道输送供应氢气的进站管道上,应设置可手动操作的紧急切断阀,位置应便于发生事故时及时切断气源。

10.7.2 储氢容器、氢气储气井与加氢机之间的总管上应设主切断阀和通过加氢设施控制系统操作的紧急切断阀、吹扫放空装置。每个储氢容器、氢气储气井出口应设切断阀。

10.7.3 储氢容器、氢气储气井进气总管上应设安全阀及紧急放空管,就地和远传压力测量仪表。远传压力仪表应有超压报警功能。

10.7.4 储氢容器、氢气储气井应设置可现场手动和远程开启的紧急放空阀门及放空管道。

10.7.5 储氢容器、氢气储气井和各级管道应设置安全阀。安全阀的设置应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21 的有关规定。安全阀的整定压力不应大于管道和设备的设计压力。

10.7.6 氢气系统和设备均应设置氮气吹扫装置,所有氮气吹扫口前应配置切断阀、止回阀。吹扫氮气的纯度不得低于 99.5%。

10.7.7 储氢区、长管拖车或管束式集装箱卸载区、氢气增压区应设置火灾报警探测器。探测器宜选用热成像类型,火灾场景的设备表面覆盖率不应小于 85%。

10.7.8 氢气压缩机应按本标准第 10.3.2 条的规定设置报警系统。

10.7.9 加氢设施内易积聚泄漏氢气的房间或箱柜顶部应设置氢气检测器。当空气中氢气含量(体积比)达到 0.4%时应报警,达

到1%时自动控制系统应能联锁启动相应的事故排风风机,达到1.6%时应启动紧急切断系统。可燃气体检测器的设置、选用和安装,应符合现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T 50493的有关规定。

10.7.10 加氢设施应设置手动(人工)启动的紧急切断系统,在事故状态下,可手动关停压缩机、液氢增压泵和加氢机,同时紧急关闭氢气管道上的紧急切断阀。紧急切断系统设置应符合本标准第13.5节的规定。

10.7.11 加氢设施邻近行车道的地上氢气设备应设防撞柱(栏)。

10.7.12 储氢容器、氢气储气井的出口管道上宜设置过流防止阀或采取其他防过流措施。

10.7.13 氢气长管拖车或管束式集装箱卸气端不宜朝向办公区、加氢岛和邻近的站外建筑物。不可避免时,氢气长管拖车或管束式集装箱卸气端与办公区、加氢岛、邻近的站外建筑物之间应设厚度不小于0.2m的钢筋混凝土实体墙隔墙,高度应高于氢气长管拖车或管束式集装箱的高度1m及以上,长度不应小于车宽两端各加1m及以上。该实体墙隔墙可作为站区围墙的一部分。

10.7.14 设置有储氢容器、氢气储气井、氢气压缩机、液氢储罐、液氢气化器的区域应设实体墙或栅栏与公众可进入区域隔离。实体墙或栅栏与加氢设施设备之间的距离不应小于0.8m。应使用不燃材料制作实体墙或栅栏,高度不应小于2m。

10.7.15 站内固定储氢容器、氢气储气井、氢气压缩机与加氢区、加油站地上工艺设备区、加气站工艺设备区、站房、辅助设施之间应设置不小于0.2m厚的钢筋混凝土实体防护墙或厚度不小于6mm且支持牢固的钢板,高度应高于储氢容器顶部和氢气压缩机顶部0.5m及以上,且不应低于2.2m;宽度不应小于储氢容器、氢气储气井、氢气压缩机长度或宽度方向两侧各延伸1m。

10.7.16 氢气压缩机间或箱柜应有泄压结构,并应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定。

10.7.17 工艺管道不应穿过或跨越站房等与其无直接关系的建(构)筑物;与管沟、电缆沟和排水沟相交叉时,应采取相应的防护措施。

10.7.18 氢气管道系统应设置防止高压管道系统的气体窜入低压管道系统造成超压的止回阀或控制阀。止回阀或控制阀的设置位置如下:

- 1 卸气柱与压缩机之间;
- 2 压缩机出口;
- 3 储氢容器、氢气储气井进气管和出气管;
- 4 氢气预冷器与加氢机之间;
- 5 氮气集气格出口;
- 6 各氮气吹扫管线与工艺管线连接处;
- 7 其他有高压管道系统的气体窜入低压管道系统危险的位置。

11 液氢储存工艺及设施

11.1 液氢储存设施

11.1.1 液氢储罐应符合下列规定：

- 1 储罐内容器的最低设计金属温度不应高于 $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ ；
- 2 储罐内容器的工作压力范围宜为 $0.10\text{MPa}\sim 0.98\text{MPa}$ ，设计压力不应小于安全阀的整定压力 P_0 ；
- 3 液氢储罐应采用高真空多层或其他高性能真空的绝热形式，绝热材料应符合现行国家标准《深冷容器用高真空多层绝热材料》GB/T 31480 的规定，且应满足液氢条件下的使用要求，可能与氧气或富氧环境接触的材料应与氧相容，相容性试验方法与试验结果判定应符合现行国家标准《深冷容器用材料与气体的相容性判定导则》GB/T 31481 的规定，内外容器间的支撑件宜选用导热率低、具备真空下放气率低、有良好低温韧性等性能的材料；
- 4 应根据力学性能、物理性能和工艺性能，以及与液氢的相容性选择液氢储罐的材料；
- 5 液氢储罐的内外容器间的夹层中不得有法兰连接接头、螺纹连接接头和膨胀节。

11.1.2 液氢储罐的内容器应设置全启式安全阀，外容器应设置超压泄放装置，并应符合下列规定：

- 1 内容器安全阀不应少于 2 个(组)，其中 1 个(组)应为备用，每个(组)安全阀的排放能力应满足储罐过度充装、环境影响、火灾时热量输入等工况产生的氢气排放需要；
- 2 内容器安全阀的整定压力 P_0 不应大于 1.08MPa ，安全阀的最大泄放压力不应大于 $1.1P_0$ ；
- 3 安全阀的设置尚应符合《固定式压力容器安全技术监察规

程》TSG 21 的有关规定；

4 安全阀的性能和质量应符合现行国家标准《安全阀 一般要求》GB/T 12241 和《弹簧直接载荷式安全阀》GB/T 12243 的规定；

5 外容器超压泄放装置的开启压力不应大于外容器的设计压力；

6 爆破片安全装置爆破时不允许有碎片，当爆破片安全装置与安全阀串联时，两者之间的腔体应设置压力表、排气口及报警指示器等。

11.1.3 液氢储罐其他阀门的设置应符合下列规定：

1 安全阀与储罐之间应设切断阀，切断阀在正常操作时应处于铅封开启状态或在连接使用安全阀与备用安全阀的管道上设置三通切换阀，保证至少有 50%的安全阀始终处于使用状态；

2 液氢储罐液相管道靠近储罐应设置一道可远程控制操作的紧急切断阀，该阀与液氢储罐之间所有管道的连接应采用焊接；

3 液氢储罐内容器应设置泄压管道，管道上应设可远程控制操作的阀门。

11.1.4 液氢储罐应设置可在控制室和就地分别指示的压力和液位测量仪表，并应符合下列规定：

1 当压力达到 $0.95P_0$ 时，应在控制室发出超压报警信号；

2 在控制室设置液位高报警、高高报警和液位低报警系统，液位高高报警时，应联锁关闭进液管道紧急切断阀。

11.1.5 液氢储罐额定充装率不应大于内容器几何容积的 90%。

11.1.6 采用液氢增压泵输送液氢时，液氢增压泵的设置应符合下列规定：

1 液氢增压泵的设置应满足泵吸入压头要求；

2 泵的进、出口管道应设置防振装置；

3 在泵出口管道上应设置止回阀和全启封闭式安全阀；

4 在泵出口管道上应设置压力检测仪表，并应在控制室和就

地分别指示,达到压力高限值时应连锁停泵;

5 液氢增压泵应设温度检测仪表,并应在控制室和就地分别指示,超限时应报警;

6 应采取防噪声措施。

11.1.7 气化器的设置应符合下列规定:

1 气化器的选用应符合当地冬季气温条件下的使用要求;

2 气化器的设计压力不应小于最大工作压力的1.2倍;

3 气化器出口气体温度应满足高压储氢设施使用温度要求;

4 气化器出口应设置温度和压力检测仪表,并应分别在现场及控制室指示温度和压力,同时参与液氢增压泵的连锁逻辑。

11.1.8 箱式液氢橇装设备箱体的设置应符合下列规定:

1 液氢橇装设备主箱体内应能容纳液氢储罐、液氢增压泵、管路系统、计量与防爆控制系统等设备,主箱体侧板和箱顶应设置有利于氢气扩散的结构;

2 液氢橇装设备的主箱体应采取通风措施,并应符合本标准第14.1.4条的规定;

3 箱体不得采用可燃材料,且主体材料应为金属材料;

4 箱体内设备之间的防火间距应符合本标准第5.0.14条的规定。

11.1.9 储罐基础的耐火极限不应低于3.00h,储罐支座的耐火极限不应低于2.00h。

11.1.10 液氢储罐的设计单位应针对储罐制造阶段和使用阶段预期可能出现的所有工况编写风险评估报告。风险评估报告至少应包括下列内容:

1 液氢储罐的基本设计参数,包括工作条件、液氢危害特性、结构、材料、制造工艺;

2 描述所有可能出现的工况条件,主要包括内容器冷冲击试验、夹套抽空、运输、吊装、首次充液、正常充液、增压、对外供液等工况;

3 设计时,通过分析所有工况下可能发生的失效模式制定技术措施;

4 提出液氢少量泄漏、大量涌出、爆炸状况下的处置措施;

5 告知用户可能出现的破坏形式及破坏可能带来的危害性后果,提出防止容器出现破坏的措施;

6 提出一旦容器发生破坏时操作人员的防护装置、应该采取的措施,便于用户制订合适的应急预案。

11.2 液氢卸车和增压设施

11.2.1 液氢罐车或罐箱宜采用压差输送的卸车工艺或采用泵卸车工艺。卸车应尽量减少氢气排放。

11.2.2 连接液氢罐车的卸液管道上应设置切断阀和止回阀,气相管道上应设置切断阀。输送液氢的装卸阀门、软管和快速装卸接头应采用真空绝热或其他保温结构。

11.2.3 卸车软管应采用与液氢介质相容的材料,公称压力不得小于装卸系统工作压力的2倍,最小爆破压力不应小于公称压力的4倍。快速装卸接头应有良好的密封结构,装卸接头应带有防尘盖。

11.2.4 液氢管道应设置吹扫置换系统。液氢的装卸软管和快速装卸接头在装配前后均应进行充分的吹扫置换。

11.2.5 采用液氢储氢方式的加氢设施,宜采用液氢增压泵和高压气化器增压方式。

11.2.6 液氢增压系统的设置尚应符合现行国家标准《加氢站技术规范》GB 50516的有关规定。

11.3 液氢管道和低温氢气管道及其组成件

11.3.1 液氢管道和低温氢气管道的设计除应符合现行国家标准《液氢车辆燃料加注系统接口》GB/T 30719的有关规定外,尚应符合下列规定:

1 管道系统的设计压力不应小于最大工作压力的 1.1 倍,且不应小于所连接设备(或容器)的设计压力与静压头之和;

2 管道的设计温度不应高于 -253°C ;

3 管道及其组成件应采用奥氏体不锈钢,并应进行低温冲击试验,低温冲击试验应符合本标准附录 D 的有关规定;

4 液氢管道之间的连接宜采用焊接连接、卡套连接或真空法兰连接,焊接接头应采用不带垫板的全焊透对接焊接接头,低温气相管道的连接应符合本标准第 10.6.3 条的规定,增压泵后宜采用卡套连接;

5 两端关闭且有可能存留液氢或低温氢气的管道,应设置安全阀或其他泄压装置,整定压力应大于内容器安全泄放装置的整定压力,但不应高于管道的设计压力,泄压排放的气体应接入放空管;

6 在操作过程中可能变冷结霜的管道应与常温构件保持 300mm 及以上的间距,对于低温介质的出口和排放方向,周边及可能产生液化空气滴落的下方应设置滴液盘。

11.3.2 阀门的选用和安装应符合下列规定:

1 液氢阀门与管道的连接宜采用焊接连接、卡套连接或真空法兰连接,其中焊接接头应采用不带垫板的全焊透对接焊接接头。真空绝热阀门及与之相连的真空绝热管道应具有独立的真空腔,且不得与罐体的真空腔连通。增压泵后宜采用卡套连接。

2 远程控制的阀门均应具有手动操作功能。

11.3.3 液氢管道和低温氢气管道应采用真空绝热或其他保温措施。低温管道所采用的绝热保冷材料应为防潮性能良好的不燃材料或外层为不燃材料,里层为阻燃材料的复合绝热保冷材料。低温管道绝热工程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 和《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175 的有关规定。

11.3.4 液氢设备和管道的放空应符合下列规定:

- 1 液氢储罐和管道的放空管应与高压氢气放空管分开设置；
- 2 放空管管口应高出液氢储罐及以管口为中心半径 12m 范围内的建筑物顶或设备平台 2m 及以上，且距地面不应小于 5m；
- 3 自放空设备至放空总管出口，放空管道的压力降不宜大于 0.1MPa；
- 4 氢气放空排气装置的设置应保证氢气安全排放，放空管道的设计压力不应小于 1.6MPa。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

12 消防设施及给排水

12.1 消防器材配置

12.1.1 加油加气加氢站工艺设备应配置消防器材,并应符合下列规定:

1 每2台加气(氢)机应配置不少于2具5kg手提式干粉灭火器,加气(氢)机不足2台应按2台配置;

2 每2台加油机应配置不少于2具5kg手提式干粉灭火器,或1具5kg手提式干粉灭火器和1具6L泡沫灭火器,加油机不足2台应按2台配置;

3 地上LPG储罐、地上LNG储罐、地下和半地下LNG储罐、地上液氢储罐、CNG储气设施,应配置2台不小于35kg推车式干粉灭火器,当两种介质储罐之间的距离超过15m时,应分别配置;

4 地下储罐应配置1台不小于35kg推车式干粉灭火器,当两种介质储罐之间的距离超过15m时,应分别配置;

5 LPG泵、LNG泵、液氢增压泵、压缩机操作间(棚、箱),应按建筑面积每50m²配置不少于2具5kg手提式干粉灭火器;

6 一、二级加油站应配置灭火毯5块、沙子2m³;三级加油站应配置灭火毯不少于2块、沙子2m³。加油加气合建站应按同级别的加油站配置灭火毯和沙子。

12.1.2 其余建筑的灭火器配置,应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140的有关规定。

12.2 消防给水

12.2.1 加油加气站的LPG设施和加氢合建站中的储氢容器应

设置消防给水系统。

12.2.2 设置有地上 LNG 储罐的一、二级 LNG 加气站和地上 LNG 储罐总容积大于 60m^3 的合建站应设消防给水系统,但符合下列条件之一时可不设消防给水系统:

1 LNG 加气站位于市政消火栓保护半径 150m 以内,且能满足一级站供水量不小于 20L/s 或二级站供水量不小于 15L/s 时;

2 LNG 储罐之间的净距不小于 4m ,且在 LNG 储罐之间设置耐火极限不低于 3.00h 的钢筋混凝土防火隔墙,防火隔墙顶部高于 LNG 储罐顶部,长度至两侧防护堤,厚度不小于 200mm ;

3 LNG 加气站位于城市建成区以外,且为严重缺水地区; LNG 储罐、放空管、储气瓶(组)、卸车点与站外建(构)筑物的安全间距不小于本标准表 4.0.7 规定的安全间距的 2 倍; LNG 储罐之间的净距不小于 4m ;灭火器材的配置数量在本标准第 12.1 节规定的基础上增加 1 倍。

12.2.3 加油站、CNG 加气站、三级 LNG 加气站和采用埋地、地下、半地下 LNG 储罐的各级 LNG 加气站及合建站,可不设消防给水系统。合建站中地上 LNG 储罐总容积不大于 60m^3 时,可不设消防给水系统。

12.2.4 消防给水宜利用城市或企业已建的消防给水系统。当无消防给水系统可依托时,应自建消防给水系统。

12.2.5 LPG、LNG 设施的消防给水管道可与站内的生产、生活给水管道合并设置,消防水量应按固定式冷却水量和移动水量之和计算。

12.2.6 LPG 设施的消防给水设计应符合下列规定:

1 LPG 储罐采用地上设置的加气站,消火栓消防用水量不应小于 20L/s ;总容积大于 50m^3 的地上 LPG 储罐还应设置固定式消防冷却水系统,冷却水供给强度不应小于 $0.15\text{L}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$,着火罐的供水范围应按全部表面积计算,距着火罐直径与长度之和

0.75 倍范围内的相邻储罐的供水范围,可按相邻储罐表面积的一半计算;

2 采用埋地 LPG 储罐的加气站,一级站消火栓消防用水量不应小于 15L/s;二级站和三级站消火栓消防用水量不应小于 10L/s;

3 LPG 储罐地上布置时,连续给水时间不应少于 3h;LPG 储罐埋地敷设时,连续给水时间不应少于 1h。

12.2.7 按本标准第 10.2.2 条规定应设消防给水系统的 LNG 加气站及加油加气合建站,消防给水设计应符合下列规定:

1 一级站消火栓消防用水量不应小于 20L/s,二级站消火栓消防用水量不应小于 15L/s;

2 连续给水时间不应少于 2h。

12.2.8 为储氢容器设置的消防给水系统应符合下列规定:

1 加氢合建站内用于储氢容器的消火栓消防用水量不应小于 15L/s,消火栓供水压力应保证移动式水枪出口处水压不小于 0.2MPa;

2 当没有可依托的城市或邻近企业已建消火栓时,加氢合建站应设置消防水泵和消防储水罐(池),容积不宜小于 30m³,消防水宜回收循环使用。

12.2.9 消防水泵宜设 2 台。当设 2 台消防水泵时,可不设备用泵。当计算消防用水量超过 35L/s 时,消防水泵应设双动力源。

12.2.10 LPG 设施或储氢容器的消防给水系统利用城市消防给水管道时,室外消火栓与 LPG 储罐或储氢容器的距离宜为 30m~50m。三级 LPG 加气站的 LPG 储罐、加氢设施的储氢容器距市政消火栓不大于 80m,且市政消火栓给水压力在移动式水枪出口处不小于 0.2MPa 时,站内可不设消火栓。

12.2.11 设置固定式消防喷淋冷却水系统时,固定式消防喷淋冷却水的喷头出口处给水压力不应小于 0.2MPa。移动式消防水枪出口处给水压力不应小于 0.2MPa,并应采用多功能水枪。

12.3 给排水系统

12.3.1 汽车加油加气加氢站设置的水冷式压缩机系统的压缩机冷却水供给,应满足压缩机的水量、水质要求,且宜循环使用。

12.3.2 汽车加油加气加氢站的排水应符合下列规定:

1 站内地面雨水可散流排出站外,当加油站、LPG 加气站或加油与 LPG 加气合建站的雨水由明沟排到站外时,应在围墙内设置水封装置;

2 加油站、LPG 加气站或加油与 LPG 加气合建站排出建筑物或围墙的污水,在建筑物墙外或围墙内应分别设水封井,水封井的水封高度不应小于 0.25m,水封井应设沉泥段,沉泥段高度不应小于 0.25m;

3 清洗油罐的污水应集中收集处理,不应直接进入排水管道,LPG 储罐的排污(排水)应采用活动式回收桶集中收集处理,不应直接接入排水管道;

4 排出站外的污水应符合国家现行有关污水排放标准的规定;

5 加油站、LPG 加气站不应采用暗沟排水。

12.3.3 排水井、雨水口和化粪池不应设在作业区和可燃液体出现泄漏事故时可能流经的部位。

13 电气、报警和紧急切断系统

13.1 供 配 电

13.1.1 汽车加油加气加氢站的供电负荷等级可分为三级,信息系统应设不间断供电电源。

13.1.2 加油站、LPG 加气站宜采用电压为 380/220V 的外接电源,CNG 加气站、LNG 加气站、加氢合建站宜采用电压为 10kV 的外接电源。

13.1.3 汽车加油加气加氢站的消防泵房、罩棚、营业室、LPG 泵房、压缩机间等处均应设应急照明,连续供电时间不应少于 90min。

13.1.4 当引用外电源有困难时,汽车加油加气加氢站可设置小型内燃发电机组。内燃机的排烟管口应安装阻火器。排烟管口至各爆炸危险区域边界的水平距离,应符合下列规定:

- 1 排烟口高出地面 4.5m 以下时,不应小于 5m;
- 2 排烟口高出地面 4.5m 及以上时,不应小于 3m。

13.1.5 汽车加油加气加氢站的电缆宜采用直埋或电缆穿管敷设。电缆穿越行车道部分应穿钢管保护。

13.1.6 当采用电缆沟敷设电缆时,作业区内的电缆沟内必须充沙填实。电缆不得与氢气、油品、LPG、LNG 和 CNG 管道以及热力管道敷设在同一沟内。

13.1.7 爆炸危险区域内的电气设备选型、安装、电力线路敷设应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定。

13.1.8 汽车加油加气加氢站内爆炸危险区域以外的照明灯具可选用非防爆型。罩棚下处于非爆炸危险区域的灯具应选用防护等

级不低于 IP44 级的照明灯具。

13.2 防雷、防静电

13.2.1 钢制油罐、LPG 储罐、LNG 储罐、CNG 储气瓶(组)、储氢容器和液氢储罐必须进行防雷接地,接地点不应少于两处。CNG 和氢气的长管拖车或管束式集装箱停放场地、卸车点车辆停放场地应设两处临时用固定防雷接地装置。

13.2.2 汽车加油加气加氢站的防雷接地、防静电接地、电气设备的工作接地、保护接地及信息系统的接地等宜共用接地装置,接地电阻不应大于 4Ω 。

13.2.3 当 LPG 储罐的阴极防腐符合下列规定时,可不另设防雷和防静电接地装置:

1 LPG 储罐采用牺牲阳极法进行阴极防护时,牺牲阳极的接地电阻不应大于 10Ω ,阳极与储罐的铜芯连线横截面不应小于 16mm^2 ;

2 LPG 储罐采用强制电流法进行阴极防护时,接地电极应采用锌棒或镁锌复合棒,其接地电阻不应大于 10Ω ,接地电极与储罐的铜芯连线横截面不应小于 16mm^2 。

13.2.4 埋地钢制油罐、埋地 LPG 储罐以及非金属油罐顶部的金属部件和罐内的各金属部件,必须与非埋地部分的工艺金属管道相互做电气连接并接地。

13.2.5 汽车加油加气加氢站内油气放空管在接入全站共用接地装置后,可不单独做防雷接地。

13.2.6 当汽车加油加气加氢站内的站房和罩棚等建筑物需要防直击雷时,应采用接闪带(网)保护。当罩棚采用金属屋面时,宜利用屋面作为接闪器,但应符合下列规定:

1 板间的连接应是持久的电气贯通,可采用铜锌合金焊、熔焊、卷边压接、缝接、螺钉或螺栓连接;

2 金属板下面不应有易燃物品,热镀锌钢板的厚度不应小于

0.5mm,铝板的厚度不应小于0.65mm,锌板的厚度不应小于0.7mm;

3 金属板应无绝缘被覆层。

13.2.7 汽车加油加气加氢站的信息系统应采用铠装电缆或导线穿钢管配线。配线电缆铠装金属层两端、保护钢管两端均应接地。

13.2.8 汽车加油加气加氢站信息系统的配电线路首、末端与电子器件连接时,应装设与电子器件耐压水平相适应的过电压(电涌)保护器。

13.2.9 380/220V 供配电系统宜采用 TN-S 系统,当外电源为 380V 时,可采用 TN-C-S 系统。供电系统的电缆金属外皮或电缆金属保护管两端均应接地,在供配电系统的电源端应安装与设备耐压水平相适应的过电压(电涌)保护器。

13.2.10 地上或管沟敷设的油品管道、LPG 管道、LNG 管道、CNG 管道、氢气管道和液氢管道应设防静电和防感应雷的共用接地装置,接地电阻不应大于 30Ω 。

13.2.11 加油加气加氢站的油罐车、LPG 罐车、LNG 罐车和液氢罐车卸车场地应设卸车或卸气临时用的防静电接地装置,并应设置能检测跨接线及监视接地装置状态的静电接地仪。

13.2.12 在爆炸危险区域内工艺管道上的法兰、胶管两端等连接处应用金属线跨接。当法兰的连接螺栓不少于 5 根时,在非腐蚀环境下可不跨接。

13.2.13 油罐车卸油用的卸油软管、油气回收软管与两端接头,应保证可靠的电气连接。

13.2.14 采用导静电的热塑性塑料管道时,导电内衬应接地;采用不导静电的热塑性塑料管道时,不埋地部分的热熔连接件应保证长期可靠的接地,也可采用专用的密封帽将连接管件的电熔插孔密封,管道或接头的其他导电部件也应接地。

13.2.15 防静电接地装置的接地电阻不应大于 100Ω 。

13.2.16 油罐车、LPG 罐车、LNG 罐车和液氢罐车卸车场地内用于防静电跨接的固定接地装置不应设置在爆炸危险 1 区。

13.3 充电设施

13.3.1 户外安装的充电设备的基础应高于所在地坪 200mm 及以上。

13.3.2 户外安装的直流充电桩和交流充电桩的防护等级不应低于 IP54。

13.3.3 直流充电桩或交流充电桩与站内汽车通道或充电车位相邻一侧应设置车挡或防撞(柱)栏,防撞(柱)栏的高度不应小于 0.5m。

13.4 报警系统

13.4.1 加气站、加油加气合建站、加油加氢合建站内设置有 LPG 设备、LNG 设备的露天场所和设置有 CNG 设备、氢气设备与液氢设备的房间内、箱柜内、罩棚下,应设置可燃气体检测器。

13.4.2 可燃气体检测器一级报警设定值应小于或等于可燃气体爆炸下限的 25%。

13.4.3 LPG 储罐和 LNG 储罐应设置液位上限、下限报警装置和压力上限报警装置。

13.4.4 报警器宜集中设置在控制室或值班室内。

13.4.5 报警系统应配有不间断电源,供电时间不宜少于 60min。

13.4.6 可燃气体检测器和报警器的选用和安装应符合现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T 50493 的有关规定。

13.4.7 LNG 泵应设超温、超压自动停泵保护装置。

13.5 紧急切断系统

13.5.1 汽车加油加气加氢站应设置紧急切断系统,该系统应能

在事故状态下实现紧急停车和关闭紧急切断阀的保护功能。

13.5.2 紧急切断系统应至少在下列位置设置紧急切断开关：

1 在汽车加油加气加氢站现场工作人员容易接近且较为安全的位置；

2 在控制室、值班室内或站房收银台等有人员值守的位置。

13.5.3 工艺设备的电源和工艺管道上的紧急切断阀应能由手动启动的远程控制切断系统操纵关闭。

13.5.4 紧急切断系统应只能手动复位。

14 采暖通风、建(构)筑物、绿化

14.1 采暖通风

14.1.1 汽车加油加气加氢站内的各类房间应根据站场环境、生产工艺特点和运行管理需要进行采暖设计。采暖房间的室内计算温度不宜低于表 14.1.1 的规定。

表 14.1.1 采暖房间的室内计算温度

房间名称	采暖室内计算温度(℃)
营业室、仪表控制室、办公室、值班休息室	18
浴室、更衣室	25
卫生间	12
压缩机间、调压器间、可燃液体泵房、发电间	12
消防器材间	5

14.1.2 汽车加油加气加氢站的采暖宜利用城市、小区或邻近单位的热源。无利用条件时,可在汽车加油加气加氢站内设置锅炉房。

14.1.3 设置在站房内的热水锅炉房(间)应符合下列规定:

1 锅炉宜选用额定供热量不大于 140kW 的小型锅炉。

2 当采用燃煤锅炉时,宜选用具有除尘功能的自然通风型锅炉。锅炉烟囱出口应高出屋顶 2m 及以上,并应采取防止火星外逸的有效措施。

3 当采用燃气热水器采暖时,热水器应设有排烟系统和熄火保护等安全装置。

14.1.4 汽车加油加气加氢站内爆炸危险区域中的房间或箱体应采取通风措施,并应符合下列规定:

1 采用强制通风时,通风设备的通风能力在工艺设备工作期间应按每小时换气 12 次计算,在工艺设备非工作期间应按每小时换气 5 次计算。通风设备应防爆,并应与可燃气体浓度报警器联锁。

2 采用自然通风时,通风口总面积不应小于 $300\text{cm}^2/\text{m}^2$ (地面),通风口不应少于 2 个,且应靠近可燃气体积聚的部位设置。

14.1.5 汽车加油加气加氢站室内外采暖管道宜直埋敷设,当采用管沟敷设时,管沟应充沙填实,进、出建筑物处应采取隔断措施。

14.2 建(构)筑物

14.2.1 作业区内的站房及其他附属建筑物的耐火等级不应低于二级。罩棚顶棚可采用无防火保护的钢结构。

14.2.2 汽车加油加气加氢场地宜设罩棚,罩棚的设计应符合下列规定:

1 罩棚应采用不燃烧材料建造;

2 进站口无限高措施时,罩棚的净空高度不应小于 4.5m;进站口有限高措施时,罩棚的净空高度不应小于限高高度;

3 罩棚遮盖加油机、加气机的平面投影距离不宜小于 2m;

4 罩棚的安全等级和可靠度设计应按现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068 的有关规定执行;

5 罩棚设计应计及活荷载、雪荷载、风荷载,其设计标准值应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的有关规定;

6 罩棚的抗震设计应按现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 的有关规定执行;

7 设置于 CNG 设备、LNG 设备和氢气设备上方的罩棚应采用避免天然气和氢气积聚的结构形式;

8 罩棚柱应有防止车辆碰撞的技术措施。

14.2.3 加油岛、加气岛、加氢岛的设计应符合下列规定:

1 加油岛、加气岛、加氢岛应高出停车位的地坪 0.15m~

0.20m;

2 加油岛、加气岛、加氢岛两端的宽度不应小于 1.2m;

3 加油岛、加气岛、加氢岛上的罩棚立柱边缘距岛端部不应小于 0.6m;

4 靠近岛端部的加油机、加气机、加氢机等岛上的工艺设备应有防止车辆误碰撞的措施和警示标识。采用钢管防撞柱(栏)时,其钢管的直径不应小于 100mm,高度不应小于 0.5m,并应设置牢固。

14.2.4 布置有可燃液体或可燃气体设备的建筑物的门、窗应向外开启,并按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定采取泄压措施。

14.2.5 布置有 LPG 或 LNG 设备的房间的地坪应采用不发生火花地面。

14.2.6 加气站的 CNG 储气瓶(组)间宜采用开敞式或半开敞式钢筋混凝土结构或钢结构。屋面应采用不燃烧轻质材料建造。储气瓶(组)管道接口端朝向的墙应为厚度不小于 200mm 的钢筋混凝土实体墙。

14.2.7 汽车加油加气加氢站内的工艺设备不宜布置在封闭的房间或箱体内;工艺设备需要布置在封闭的房间或箱体内时,房间或箱体内应设置可燃气体检测报警器和强制通风设备,并应符合本标准第 14.1.4 条的规定。

14.2.8 当压缩机间与值班室、仪表间相邻时,值班室、仪表间的门窗应位于爆炸危险区范围之外,且与压缩机间的中间隔墙应为无门窗洞口的防火墙。

14.2.9 站房可由办公室、值班室、营业室、控制室、变配电间、卫生间和便利店等组成,站房内可设非明火餐厨设备。

14.2.10 站房的一部分位于作业区内时,该站房的建筑面积不宜超过 300m²,且该站房内不得有明火设备。

14.2.11 辅助服务区内建筑物的面积不应超过本标准附录 B 中

三类保护物标准,消防设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

14.2.12 站房可与设置在辅助服务区内的餐厅、汽车服务、锅炉房、厨房、员工宿舍、司机休息室等设施合建,但站房与餐厅、汽车服务、锅炉房、厨房、员工宿舍、司机休息室等设施之间应设置无门窗洞口,且耐火极限不低于 3.00h 的实体墙。

14.2.13 站房可设在站外民用建筑物内或与站外民用建筑物合建,并应符合下列规定:

- 1 站房与民用建筑物之间不得有连接通道;
- 2 站房应单独开设通向汽车加油加气加氢站的出入口;
- 3 民用建筑物不得有直接通向汽车加油加气加氢站的出入口。

14.2.14 站内的锅炉房、厨房等有明火设备的房间与工艺设备之间的距离符合表 5.0.13 的规定,但小于或等于 25m 时,朝向作业区的外墙应为无门窗洞口且耐火极限不低于 3.00h 的实体墙。

14.2.15 加油站、LPG 加气站、LNG 加气站和 L-CNG 加气站内不应建地下和半地下室,消防水池应具有通风条件。

14.2.16 埋地油罐和埋地 LPG 储罐的操作井、位于作业区的排水井应采取防渗漏措施,位于爆炸危险区域内的操作井和排水井应有防止产生火花的措施。

14.3 绿 化

14.3.1 汽车加油加气加氢站作业区内不得种植油性植物。

14.3.2 LPG 加气站作业区内不应种植树木和易造成可燃气体积聚的其他植物。

15 工程施工

15.1 一般规定

15.1.1 汽车加油加气加氢站工程施工应按工程设计文件及工艺设备、电气仪表的产品使用说明书进行,当需修改设计或材料代用时,应有原设计单位变更设计的书面文件或经原设计单位同意的设计变更书面文件。

15.1.2 施工开工前建设单位应组织或委托监理单位组织设计单位、施工单位进行设计交底、图纸会审。

15.1.3 施工单位应组织施工图纸核查、参加设计交底、编制施工方案,报监理单位或建设单位代表审批。施工方案应包括下列内容:

- 1 工程概况;
- 2 施工部署;
- 3 施工进度计划;
- 4 资源配置计划;
- 5 主要施工方法和质量标准;
- 6 质量保证措施和安全保证措施;
- 7 施工平面布置;
- 8 施工记录。

15.1.4 施工用设备、检测设备性能应可靠,计量器具应经过检定或校准,处于合格状态,并应在有效期内使用。

15.1.5 汽车加油加气加氢站施工应做好施工记录,其中隐蔽工程施工记录应有相关单位代表参加现场验收并书面确认签字。

15.1.6 当在敷设有地下管道、线缆的地段进行土石方作业时,应采取能保证现有地下管道、线缆安全的施工措施,并应制定相应的应急措施。

15.1.7 施工中的安全技术和劳动保护应按现行国家标准《石油化工建设工程施工安全技术标准》GB/T 50484 的有关规定执行。

15.2 材料和设备检验

15.2.1 材料和设备的规格、型号、材质等应符合设计文件的要求。

15.2.2 材料和设备应具有质量证明文件和批号,并应符合下列规定:

1 材料质量证明文件的特性数据应符合相应产品标准的规定;

2 “压力容器产品质量证明书”应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21 的有关规定,且应有“锅炉压力容器产品安全性能监督检验证书”;

3 气瓶应具有“产品合格证和批量检验质量证明书”,且应有“锅炉压力容器产品安全性能监督检验证书”;

4 压力容器应按现行国家标准《压力容器 第4部分:制造、检验和验收》GB/T 150.4 的有关规定进行检验与验收,LNG 储罐还应按现行国家标准《固定式真空绝热深冷压力容器 第5部分:检验与试验》GB/T 18442.5 的有关规定进行检验与验收;

5 油罐等常压容器应按设计文件要求和现行行业标准《钢制焊接常压容器》NB/T 47003.1 的有关规定进行检验与验收;

6 储气井应取得“压力容器(储气井)产品安全性能监督检验证书”后投入使用;

7 可燃介质阀门应按现行国家标准《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517 的有关规定进行检验与验收;

8 进口设备尚应有进口设备商检合格证。

15.2.3 低温钢质量证明文件应包含低温夏比冲击试验值,合格标准应符合相应的产品标准。

15.2.4 焊接材料熔敷金属的化学成分和力学性能应与母材相

近,低温冲击韧性值不低于母材标准值。

15.2.5 设计压力大于或等于 10MPa 的管子和管件,外表面应逐件进行表面无损检测,且不得有线性缺陷。

15.2.6 设计压力大于或等于 10MPa 的管子和管件,外表面应逐件进行磁粉或渗透检测,检测结果应符合现行行业标准《承压设备无损检测 第 4 部分:磁粉检测》NB/T 47013.4-2015 中的 I 级和《承压设备无损检测 第 5 部分:渗透检测》NB/T 47013.5-2015 中的 I 级的规定,且不得有线性缺陷。经磁粉或渗透检测发现的表面缺陷应进行修磨,修磨后的实际壁厚不得小于管子名义厚度的 90%,且不得小于设计壁厚。

15.2.7 计量仪器应经过检定处于合格状态,并应在有效检定期内。

15.2.8 设备的开箱检验应由采购单位组织,供货单位、施工单位、建设单位等有关人员参加,并按装箱清单进行下列检查:

1 应核对设备的名称、型号、规格、包装箱号、箱数,并应检查包装状况;

2 应检查随机技术资料及专用工具;

3 应对主机、附属设备及零部件进行外观检查,并应核实零部件的品种、规格、数量等;

4 检验后应提交有参与各方签字的检验记录。

15.2.9 可燃介质管道的组成件应有产品标识,并按现行国家标准《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517 的有关规定进行检验。

15.2.10 油罐在安装前应进行下列检查:

1 钢制油罐应进行压力试验,试验用压力表精度不应低于 2.5 级,试验介质应为温度不低于 5℃ 的洁净水,试验压力应为 0.1MPa。升压至 0.1MPa 后,应停压 10min,然后降至 0.08MPa,再停压 30min,应以不降压、无泄漏和无变形为合格。压力试验后,应及时清除罐内的积水及焊渣等污物。

2 双层油罐内层与外层之间的间隙应以 35kPa 空气静压进

行正压或真空度渗漏检测,持压 30min,不降压、无泄漏为合格。

3 油罐在制造厂已进行压力试验并有压力试验合格报告,经现场外观检查罐体无损伤,且双层油罐内外层之间的间隙持压符合本条第 2 款的要求时,施工现场可不进行压力试验。

4 撬装式加油装置油罐的内罐的耐压试验应符合国家现行标准《压力容器 第 4 部分:制造、检验和验收》GB/T 150.4 和《石油化工钢制压力容器》SH/T 3074 的有关规定;外罐压力试验应符合本条第 1 款~第 3 款的规定。

15.2.11 LPG 储罐、LNG 储罐和 CNG 储气瓶安装前,应检查确认内部无水、油和焊渣等污物。

15.2.12 当材料和设备有下列情况之一时,不得使用:

- 1 质量证明文件特性数据不全或对其数据有异议的;
- 2 实物标识与质量证明文件标识不符的;
- 3 要求复验的材料未进行复验或复验后不合格的;
- 4 不满足设计或国家现行有关产品标准和本标准要求的。

15.2.13 属下列情况之一的油罐应根据国家现行有关标准和本标准第 6.1 节的规定,进行技术鉴定合格后再使用:

- 1 旧罐复用及出厂存放时间超过 2 年的;
- 2 有明显变形、锈蚀或其他缺陷的;
- 3 对质量有异议的。

15.2.14 埋地油罐的罐体质量检验应在油罐就位前进行,并应有记录,质量检验应包括下列内容:

- 1 油罐直径、壁厚、公称容量;
- 2 出厂日期和使用记录;
- 3 腐蚀情况及技术鉴定合格报告;
- 4 压力试验合格报告。

15.3 土建工程

15.3.1 工程测量应按现行国家标准《工程测量标准》GB 50026

的有关规定进行。施工过程中应对平面控制桩、水准点等测量成果进行检查和复测,并应对水准点和标桩采取保护措施。

15.3.2 进行场地平整和土方开挖回填作业时,应采取防止地表水或地下水流入作业区的措施。排水出口应设置在远离建筑物的低洼地点,并应保证排水畅通。排水暗沟的出水口处应采取防止冻结的措施。临时排水设施应待地下工程土方回填完毕后再拆除。

15.3.3 在地下水位以下开挖土方时,应采取防止周围建(构)筑物产生附加沉降的措施。

15.3.4 当设计文件无要求时,场地平整应以不小于2‰的坡度坡向排水沟。

15.3.5 土方工程应按现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收标准》GB 50202的有关规定进行验收。

15.3.6 混凝土设备基础模板、钢筋和混凝土工程施工应符合现行行业标准《石油化工设备混凝土基础工程施工质量验收规范》SH/T 3510的有关规定外,尚应符合下列规定:

1 拆除模板时基础混凝土达到的强度不应低于设计强度的40%。

2 钢筋的混凝土保护层厚度允许偏差应为±10mm。

3 设备基础的工程质量应符合下列规定:

1)基础混凝土不得有裂缝、蜂窝、露筋等缺陷;

2)基础周围土方应夯实、整平;

3)螺栓应无损坏、腐蚀,螺栓预留孔和预留洞中的积水、杂物应清理干净;

4)设备基础应标出轴线和标高,基础的允许偏差应符合表15.3.6的规定;

5)由多个独立基础组成的设备基础,各个基础间的轴线、标高等的允许偏差应按表15.3.6的规定检查。

表 15.3.6 块体式设备基础的允许偏差 (mm)

项次	项 目	允许偏差	
1	轴线位置	20	
2	不同平面的标高(不计表面灌浆层厚度)	0 -20	
3	平面外形尺寸	±20	
4	凸台上平面外形尺寸	0 -20	
5	凹穴平面尺寸	+20 0	
6	平面度(包括地坪上需 安装设备部分)	每米	5
		全长	10
7	侧面垂直度	每米	5
		全高	10
8	预埋地脚螺栓	标高(顶端)	+10 0
		螺栓中心圆直径	±5
		中心距(在根部和 顶部两处测量)	±2
9	地脚螺栓预留孔	中心线位置	10
		深度	+20 0
		孔中心线铅垂度	10
10	预埋件	标高(平面)	+5 0
		中心线位置	10
		水平度	10

4 基础交付设备安装时,混凝土强度不应低于设计强度的75%。

5 当对设备基础有沉降量要求时,应在找正、找平及底座二次灌浆完成并达到规定强度后,按下列程序进行沉降观测,应以基础均匀沉降且6d内累计沉降量不大于12mm为合格:

- 1)应设置观测基准点和液位观测标识;
- 2)按设备容积的1/3分期注水,每期稳定时间不得少于12h;
- 3)设备充满水后,观测时间不得少于6d。

15.3.7 站房及其他附属建筑物的基础、构造柱、圈梁、模板、钢筋、混凝土,以及砖石工程等的施工应符合现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收标准》GB 50202、《砌体结构工程施工质量验收规范》GB 50203和《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204的有关规定。

15.3.8 防渗混凝土的施工应符合现行国家标准《地下工程防水技术规范》GB 50108的有关规定。防渗罐池施工应符合现行行业标准《石油化工混凝土水池工程施工及验收规范》SH/T 3535的有关规定。

15.3.9 站房及其他附属建筑物的屋面工程、地面工程和建筑装饰工程的施工应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207、《建筑地面工程施工质量验收规范》GB 50209和《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210的有关规定。

15.3.10 钢结构的制作、安装应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205的有关规定。建筑物和钢结构的防火涂层的施工应符合设计文件与产品使用说明书的要求。

15.3.11 站区建筑物的采暖和给排水施工应按现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242的有关规定进行验收。

15.3.12 站区混凝土地面施工应符合国家现行标准《公路路基施

工技术规范》JTGF10、《公路路面基层施工技术细则》JTGF20和《水泥混凝土路面施工及验收规范》GBJ97的有关规定,并按地基石回填夯实、垫层铺设、面层施工的工序进行控制,上道工序未经检查验收合格,下道工序不得施工。

15.4 设备安装工程

15.4.1 汽车加油加气加氢站工程所用的静设备宜在制造厂整体制造。

15.4.2 静设备的安装应符合现行国家标准《石油化工静设备安装工程施工质量验收规范》GB50461的有关规定。设备安装允许偏差应符合表15.4.2的规定。

表 15.4.2 设备安装允许偏差(mm)

检查项目		偏差值
中心线位置		5
标高		±5
储罐水平度	轴向	$L/1000$
	径向	$2D/1000$
塔器垂直度		$H/1000$
塔器方位(沿底座环圆周测量)		10

注: D 为静设备外径, L 为卧式储罐长度, H 为立式塔器高度。

15.4.3 油罐安装就位后,应按本标准第15.3.6条第5款的规定进行注水沉降。

15.4.4 静设备封孔前应清除内部的泥沙和杂物,并应经建设或监理单位代表检查确认后,再封闭。

15.4.5 CNG储气瓶(组)和氢气储氢瓶(组)的安装应符合设计文件的要求。

15.4.6 CNG储气井和氢气储气井的建造除应符合现行行业标准《储气井工程技术规范》SH/T3216的有关规定外,尚应符合下

列规定：

1 储气井井筒与地层之间的环形空隙应用硅酸盐水泥全井段填充，固井水泥浆应返出地面，且填充水泥浆的体积不应小于空隙的理论计算体积，密度不应小于 $1650\text{kg}/\text{m}^3$ ；

2 储气井应根据所处环境条件进行防腐蚀设计及处理；

3 储气井组宜在井口装置下端至地下埋深不小于 1.5m ，以井口中心点为中心且半径不小于 1.0m 的范围内采用 C30 钢筋混凝土进行加强固定；

4 储气井的钻井和固井施工应由工程监理单位进行过程监理，并应取得“工程质量评估报告”；

5 储气井地上部分的建造、检验和验收尚应符合现行行业标准《钢制压力容器——分析设计标准》JB 4732 的有关规定。

15.4.7 在预冷前，LNG 储罐、液氢储罐内应进行干燥处理，干燥后储罐内气体的露点不应高于 -20C 。

15.4.8 加油机、加气机、加氢机安装应按产品使用说明书的要求进行，并应符合下列规定：

1 安装完毕，应按产品使用说明书的规定预通电，并进行整机的试机工作。在初次上电前应再次检查确认下列事项符合要求：

1) 电源线已连接好；

2) 管道上各接口已按设计文件要求连接完毕；

3) 管道内污物已清除。

2 加气枪应进行加气充装泄漏测试，测试压力应按设计压力进行。测试不得少于 3 次。

3 试机时不得以水代油(气)试验整机。

15.4.9 机械设备安装应符合现行国家标准《机械设备安装工程施工及验收通用规范》GB 50231 的有关规定。

15.4.10 压缩机与泵的安装应符合现行国家标准《风机、压缩机、泵安装工程施工及验收规范》GB 50275 的有关规定。

15.4.11 压缩机在负荷试运转中应进行下列各项检查和记录：

- 1 润滑油的压力、温度和各部位的供油情况；
- 2 各级吸、排气的温度和压力；
- 3 各级进、排水的温度、压力和冷却水的供应情况；
- 4 各级吸、排气阀的工作应无异常现象；
- 5 运动部件无异常响声；
- 6 连接部位无漏气、漏油或漏水现象；
- 7 连接部位无松动现象；
- 8 气量调节装置灵敏；
- 9 主轴承、滑道、填函等主要摩擦部位的温度；
- 10 电动机的电流、电压、温升；
- 11 自动控制装置应灵敏、可靠。

15.4.12 压缩机进行模拟负荷试运转后，应采用惰性气体对工艺系统进行整体置换。

15.5 油品、CNG 和 LNG 管道工程

15.5.1 与储罐连接的管道应在储罐安装就位并经注水或承重沉降试验稳定后进行安装。

15.5.2 热塑性塑料管道安装完后，埋地部分的管道应将管件上电熔连接的通电插孔用专用密封帽或绝缘材料密封。非埋地部分的管道应按本标准第 13.2.14 条的规定执行。

15.5.3 在安装带导静电内衬的热塑性塑料管道时，应确保各连接部位电气连通，并应在管道安装完后或覆土前对非金属管道做电气连通测试。

15.5.4 可燃介质管道焊缝外观应成型良好，与母材圆滑过渡，宽度宜为每侧盖过坡口 2mm，焊接接头表面质量应符合下列规定：

- 1 不得有裂纹、未熔合、夹渣、飞溅、气孔存在；
- 2 CNG 和 LNG 管道焊缝不得有咬边，其他管道焊缝咬肉深度不应大于 0.5mm，连续咬肉长度不应大于 100mm，且焊缝两侧

咬肉总长不应大于焊缝全长的 10%；

3 焊缝表面不得低于管道表面。管道壁厚小于或等于 6mm 时，焊缝余高不应大于 1.5mm；管道壁厚大于 6mm 时，焊缝余高不应大于 2mm。

15.5.5 可燃介质管道焊接接头无损检测方法应符合设计文件的要求，缺陷等级评定应符合现行行业标准《承压设备无损检测》NB/T 47013.1~NB/T 47013.15 的有关规定，并应符合下列规定：

1 射线检测时，射线检测技术等级不得低于 AB 级，管道焊接接头的合格标准应符合下列规定：

1) LPG、LNG 和 CNG 管道 II 级应判为合格；

2) 油品和油气管道 III 级应判为合格。

2 超声检测时，管道焊接接头的合格标准应符合下列规定：

1) LPG、LNG 和 CNG 管道 I 级应判为合格；

2) 油品和油气管道 II 级应判为合格。

3 当射线检测改用超声检测时，应征得设计单位同意并取得证明文件。

15.5.6 每名焊工施焊焊接接头射线或超声检测百分率应符合下列规定：

1 油品管道焊接接头不得低于 10%；

2 LPG 管道焊接接头不得低于 20%；

3 CNG 和 LNG 管道焊接接头应为 100%；

4 固定焊的焊接接头不得少于检测数量的 40%，且不应少于 1 个。

15.5.7 可燃介质管道焊接接头抽样检验有不合格时，应按该焊工的不合格数加倍检验，仍有不合格时应全部检验。同一个不合格焊缝返修次数，碳钢管道不得超过 3 次，其他金属管道不得超过 2 次。

15.5.8 可燃介质管道上流量计孔板上游、下游直管的长度应符合设计文件要求，且设计文件要求的直管长度范围内的焊缝内表

面应与管道内表面平齐。

15.5.9 加油站工艺管道系统安装完成后应进行压力试验,并应符合下列规定:

- 1 压力试验宜以洁净水进行;
- 2 压力试验的环境温度不得低于 5℃;
- 3 除设计另有规定外,加油站工艺管道系统的工作压力和试验压力可按表 15.5.9 取值。

表 15.5.9 加油站工艺管道系统的工作压力和试验压力

管道	材质	工作压力 (kPa)	试验压力(kPa)	
			真空	正压
正压加油管道 (采用潜油泵加压)	钢管	350	—	600±50
	热塑性塑料管道	350	—	500±10
负压加油管道 (采用自吸式加油机)	钢管	-60	-90±5	600±50
	热塑性塑料管道	-60	-90±5	500±10
通气管横管、 油气回收管道	钢管	130	-90±5	600±50
	热塑性塑料管道	100	-90±5	500±10
卸油管道	钢管	100	—	600±50
	热塑性塑料管道	100	—	500±10
双层外层管道	钢管	-50~ 450	-90±5	600±50
	热塑性塑料管道	-50~ 450	-60±5	500±10

注:表中压力值为表压。

15.5.10 LPG、CNG、LNG 管道系统安装完成后应进行压力试验,并应符合下列规定:

- 1 钢制管道系统的压力试验应以洁净水进行,试验压力应为设计压力的 1.5 倍。奥氏体不锈钢管道以水作试验介质时,水中的氯离子含量不得超过 50mg/L。

2 LNG 管道系统宜采用气压试验。当采用液压试验时,应有将试验液体完全排出管道系统并进行干燥处理的措施。

3 管道系统采用气压试验时,应有经施工单位技术总负责人批准的安全措施,试验压力应为设计压力的 1.15 倍。

4 压力试验的环境温度不得低于 5℃。

15.5.11 压力试验过程中有泄漏时,不得带压处理。缺陷消除后应重新试压。

15.5.12 可燃介质管道系统试压完毕应及时拆除临时盲板,并应恢复原状。

15.5.13 可燃介质管道系统试压合格后应用洁净水进行冲洗或干燥、洁净的空气、氮气或其他惰性气体进行吹扫,并应符合下列规定:

1 不应安装法兰连接的安全阀、仪表件等,对已焊在管道上的阀门和仪表应采取保护措施。

2 不参与冲洗或吹扫的设备应隔离。

3 CNG、LNG、氢气和液氢管道宜采用干燥、洁净的空气、氮气或其他惰性气体吹扫。吹扫压力不得超过设备和管道系统的设计压力。CNG、氢气管道应以无游离水为合格,LNG、液氢管道应以露点测试达 -20°C 以下为合格。

4 水冲洗流速不得小于 1.5m/s。

15.5.14 可燃介质管道系统采用水冲洗时,应目测排出口的水色和透明度,应以出入口水色和透明度一致为合格。采用空气吹扫时,应在排出口设白色油漆靶检查,应以 5min 内靶上无铁锈及其他杂物颗粒为合格。经冲洗或吹扫合格的管道应及时恢复原状。

15.5.15 可燃介质管道系统应以设计压力进行严密性试验,试验介质应为压缩空气或氮气。

15.5.16 LNG 管道系统在预冷前应进行干燥处理,干燥处理后管道系统内气体的露点不应高于 -20°C 。

15.5.17 油气回收管道系统安装、试压、吹扫完毕之后和覆土之

前应按现行国家标准《加油站大气污染物排放标准》GB 20952 的有关规定,对管路密闭性和液阻进行自检。

15.5.18 可燃介质管道工程的施工除应符合本节的规定外,尚应符合国家现行标准《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517 和《石油化工有毒、可燃介质钢制管道工程施工及验收规范》SH 3501 的有关规定。

15.6 氢气和液氢管道工程

15.6.1 不锈钢管和其他有色金属管宜采用机械或等离子方法加工。

15.6.2 非焊接管件连接的氢气管道应采用机械加工进行切割,管子端口加工应符合下列规定:

1 切口表面应平整,无裂纹、重皮、毛刺、凸凹、缩口、熔渣、氧化物、铁屑等缺陷;

2 端口加工尺寸应满足与之连接的高压锥面螺纹接头的要求。

15.6.3 卡套管弯管制作应采用专用的弯管器冷弯。当设计文件无规定时,卡套管最小弯曲半径应符合表 15.6.3 的规定。

表 15.6.3 卡套管最小弯曲半径(mm)

管子外径	光亮退火卡套管最小弯曲半径	高压冷拔卡套管最小弯曲半径
1/4"	14.3	35.6
3/8"	23.9	44.5
1/2"	38.1	66.7
3/4"	55.9	88.9
1"	82.1	117.5

15.6.4 接触氢气的表面应彻底去除毛刺、焊渣、铁锈和污垢。

15.6.5 碳钢管的焊接宜采用氩弧焊作底焊,不锈钢管的焊接应采用氩弧焊。

15.6.6 氢气管道焊接接头应按照现行行业标准《承压设备无损检测 第2部分:射线检测》NB/T 47013.2 或《承压设备无损检测 第11部分:X射线数字成像检测》NB/T 47013.11 或《承压设备无损检测 第14部分:X射线计算机辅助成像检测》NB/T 47013.14 进行100%射线检测,射线检测技术等级不得低于AB级,质量等级不应低于Ⅱ级。

15.6.7 机械抓紧双卡套接头安装应符合下列规定:

1 应垂直于管子长度方向切割管道,切割后应保持管端平齐,并应去除管端毛刺;

2 应将卡套管完全插入双卡套接头的底部,用手拧紧螺母,固定接头本体,按照制造厂家规定的拧紧圈数拧紧螺母或按照制造厂家要求的安装力矩拧紧螺母;

3 初次安装后应用检测工具检测安装是否正确。

15.6.8 高压锥面螺纹接头安装应符合下列规定:

1 管子加工锥面角度应按制造厂家的规定,螺纹为左旋螺纹;

2 锥面螺纹接头加工完成后应去除毛刺和碎屑,锥面不应有划痕和损伤,管子内壁的切削油应清洗干净;

3 安装前接管和螺纹应涂上润滑油,先将压紧螺母套到管子,套环拧到管子上,再将接管、套环和管子一同插入到接头本体中,用手拧紧后,用力矩扳手拧到要求的力矩值。

15.6.9 管道接头安装完成后应根据卡套接头生产厂家的技术规定对接头进行检验。

15.6.10 在初次运行前,氢气管道系统应进行强度压力试验、气体泄漏性试验和泄漏量试验。

15.6.11 除设计文件规定进行气压试验的管道外,管道系统的压力试验应以液体介质进行。当液压试验确有困难时,经设计单位和建设单位同意,且满足现行国家标准《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517 规定的条件时,可用气压试验代替。

15.6.12 液压试验和气压试验均应符合现行国家标准《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517 的有关规定。

15.6.13 压力试验合格后应采用空气或氮气进行气体泄漏性试验,试验压力应为管道系统设计压力的 1.05 倍和设备试验压力两者的较小者。气体泄漏性试验达到规定试验压力后,应保压 10min,用涂刷高性能发泡剂的方法检查所有密封点,然后降至设计压力,对焊缝及连接部位进行泄漏检查,应以无泄漏为合格。

15.6.14 管道系统的气体泄漏量试验应符合下列规定:

1 泄漏量试验应在压力试验合格后进行,试验介质宜采用氮气或氦气;

2 泄漏量试验压力应为设计压力;

3 当使用氮气进行泄漏量试验时,应保压 24h,平均每小时泄漏率不应超过 0.5%;当使用氦气进行泄漏量试验时,应保压 1h 以上,平均每小时泄漏率不应超过 0.5%;

4 平均每小时泄漏率可按下列式计算:

$$A = \left[1 - \frac{(273 + t_1)P_2}{(273 + t_2)P_1} \right] \times \frac{100}{24} \quad (15.6.14)$$

式中:A——泄漏率(%/h);

P_1 、 P_2 ——试验开始、结束时的绝对压力(MPa);

t_1 、 t_2 ——试验开始、结束时的温度(°C)。

15.7 电气仪表安装工程

15.7.1 盘、柜及二次回路接线的安装除应符合现行国家标准《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171 的有关规定外,尚应符合下列规定:

1 母线搭接面应处理后搪锡,并应均匀涂抹电力复合脂;

2 二次回路接线应紧密、无松动,采用多股软铜线时,线端应采用相应规格的接线耳与接线端子相连。

15.7.2 电缆施工除应符合现行国家标准《电气装置安装工程

电缆线路施工及验收标准》GB 50168 的有关规定外,尚应符合下列规定:

1 电缆进入电缆沟和建筑物时应穿管保护;保护管出入电缆沟和建筑物处的空洞应封闭,保护管管口应密封;

2 作业区内的电缆沟应充沙填实;

3 有防火要求时,在电缆穿过墙壁、楼板或进入电气盘、柜的孔洞处应进行防火和阻燃处理,并应采取隔离密封措施。

15.7.3 照明施工应按现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的有关规定进行验收。

15.7.4 接地装置的施工除应符合现行国家标准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定外,尚应符合下列规定:

1 接地体顶面埋设深度设计文件无规定时,不宜小于 0.6m。角钢及钢管接地体应垂直敷设,除接地体外,接地装置焊接部位应做防腐处理。

2 电气装置的接地应以单独的接地线与接地干线相连接,不得采用串接方式。

15.7.5 设备和管道的静电接地应符合设计文件的规定。

15.7.6 所有导体在安装完成后应进行接地检查,接地电阻值应符合设计要求。

15.7.7 爆炸及火灾危险环境电气装置的施工除应符合现行国家标准《电气装置安装工程 爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》GB 50257 的有关规定外,尚应符合下列规定:

1 接线盒、接线箱等的隔爆面上不应有砂眼、机械伤痕;

2 电缆线路穿过不同危险区域时,在交界处的电缆沟内应充沙、填阻火堵料或加设防火隔墙,保护管两端的管口处应将电缆周围用非燃性纤维堵塞严密,再填塞密封胶泥;

3 钢管与钢管、钢管与电气设备、钢管与钢管附件之间的连接应满足防爆要求。

15.7.8 仪表的安装调试除应符合现行行业标准《石油化工仪表工程施工技术规程》SH/T 3521 的有关规定外,尚应符合下列规定:

- 1 仪表安装前应进行外观检查,并应经调试校验合格;
- 2 仪表电缆电线敷设及接线前应进行导通检查与绝缘试验;
- 3 内浮筒液面计及浮球液面计采用导向管或其他导向装置时,导向管或导向装置应垂直安装,并应保证导向管内液流畅通;
- 4 安装浮球液位报警器用的法兰与工艺设备之间连接管的长度应保证浮球能在全量程范围内自由活动;
- 5 仪表设备外壳、仪表盘(箱)、接线箱等当有可能接触到危险电压的裸露金属部件时,应做保护接地;
- 6 计量仪器安装前应确认在计量鉴定合格有效期内,如计量有效期满,应及时与建设单位或监理单位代表联系;
- 7 仪表管路工作介质为油品、油气、LPG、LNG、CNG 等可燃介质时,其施工应符合现行国家标准《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517 的有关规定;
- 8 仪表安装完成后,应按设计文件规定进行各项性能试验,并应做书面记录;
- 9 电缆的屏蔽单端接地宜在控制室一侧接地,电缆现场端的屏蔽层不得露出保护层外,应与相邻金属体保持绝缘,同一线路屏蔽层应有可靠的电气连续性。

15.7.9 信息系统的通信线和电源线在室内敷设时宜采用暗铺方式;当无法暗铺时,应使用护套管或线槽沿墙明铺。

15.7.10 信息系统的电源线和通信线不应敷设在同一镀锌钢护套管内,通信线管与电源线管出口间隔不宜小于 300mm。

15.8 防腐绝热工程

15.8.1 汽车加油加气加氢站设备和管道的防腐蚀要求应符合设计文件的规定。

15.8.2 汽车加油加气加氢站设备的防腐蚀施工应符合现行行业标准《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计标准》SH/T 3022 的有关规定。

15.8.3 汽车加油加气加氢站管道的防腐蚀施工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。

15.8.4 当环境温度低于 5℃、相对湿度大于 80%或在雨、雪环境中,未采取可靠措施,不得进行防腐作业。

15.8.5 进行防腐蚀施工时,严禁在站内距作业点 18.5m 范围内进行有明火或电火花的作业。

15.8.6 已在车间进行防腐蚀处理的埋地金属设备和管道应在现场对其防腐层进行电火花检测,不合格时,应重新进行防腐蚀处理。

15.8.7 设备和管道的绝热应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程施工规范》GB 50126 的有关规定。

15.9 交工文件

15.9.1 施工单位按合同规定范围内的工程全部完成后,应及时进行工程交工验收。

15.9.2 工程交工验收时,施工单位应提交下列资料:

1 综合部分应包括下列内容:

- 1) 交工技术文件说明;
- 2) 开工报告;
- 3) 工程交工证书;
- 4) 设计变更一览表;
- 5) 材料和设备质量证明文件及材料复验报告。

2 建筑工程应包括下列内容:

- 1) 工程定位测量记录;
- 2) 地基验槽记录;
- 3) 钢筋检验记录;

- 4) 混凝土工程施工记录；
 - 5) 混凝土/砂浆试件试验报告；
 - 6) 设备基础允许偏差项目检验记录；
 - 7) 设备基础沉降记录；
 - 8) 钢结构安装记录；
 - 9) 钢结构防火层施工记录；
 - 10) 防水工程试水记录；
 - 11) 填方土料及填土压实试验记录；
 - 12) 合格焊工登记表；
 - 13) 隐蔽工程记录；
 - 14) 防腐工程施工检查记录。
- 3 安装工程应包括下列内容：
- 1) 合格焊工登记表；
 - 2) 隐蔽工程记录；
 - 3) 防腐工程施工检查记录；
 - 4) 防腐绝缘层电火花检测报告；
 - 5) 设备开箱检验记录；
 - 6) 设备安装记录；
 - 7) 设备清理、检查、封孔记录；
 - 8) 机器安装记录；
 - 9) 机器单机运行记录；
 - 10) 阀门试压记录；
 - 11) 安全阀调试记录；
 - 12) 管道系统安装检查记录；
 - 13) 管道系统压力试验和严密性试验记录；
 - 14) 管道系统吹扫/冲洗记录；
 - 15) 管道系统静电接地记录；
 - 16) 电缆敷设和绝缘检查记录；
 - 17) 报警系统安装检查记录；

- 18) 接地极、接地电阻、防雷接地安装测定记录；
 - 19) 电气照明安装检查记录；
 - 20) 防爆电气设备安装检查记录；
 - 21) 仪表调试与回路试验记录；
 - 22) 隔热工程质量验收记录；
 - 23) 综合控制系统基本功能检测记录；
 - 24) 仪表管道耐压/严密性试验记录；
 - 25) 仪表管道泄漏性/真空度试验条件确认与试验记录；
 - 26) 控制系统机柜/仪表盘/操作台安装检验记录。
- 4 竣工图。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

附录 A 计算间距的起止点

A.0.1 站址选择、站内平面布置的安全间距和防火间距起止点应为以下所示：

- 1 道路——机动车道路面边缘；
 - 2 铁路——铁路中心线；
 - 3 管道——管子中心线；
 - 4 储罐——罐外壁；
 - 5 储气瓶——瓶外壁；
 - 6 储气井——井管中心；
 - 7 加油机、加气机——中心线；
 - 8 设备——外缘；
 - 9 架空电力线、通信线路——线路中心线；
 - 10 埋地电力、通信电缆——电缆中心线；
 - 11 建(构)筑物——外墙轴线；
 - 12 地下建(构)筑物——出入口、通气口、采光窗等对外开口；
 - 13 卸车点——接卸油、LPG、LNG、液氢罐车的固定接头；
 - 14 架空电力线杆高、通信线杆高和通信发射塔塔高——电线杆和通信发射塔所在地面至杆顶或塔顶的高度；
 - 15 地铁——车辆和人员出入口、通风口。
- A.0.2** 本标准中的安全间距和防火间距未特殊说明时，均应为平面投影距离。

附录 B 民用建筑物保护类别划分

B.0.1 重要公共建筑物应包括下列内容：

1 地市级及以上的党政机关办公楼。

2 设计使用人数或座位数超过 1500 人(座)的体育馆、会堂、影剧院、娱乐场所、车站、证券交易所等人员密集的公共室内场所。

3 藏书量超过 50 万册的图书馆,地市级及以上的文物古迹、博物馆、展览馆、档案馆等建筑物。

4 省级及以上的银行等金融机构办公楼,省级及以上的广播电视建筑。

5 设计使用人数超过 5000 人的露天体育场、露天游泳场和其他露天公众聚会娱乐场所。

6 使用人数超过 500 人的中小学校及其他未成年人学校;使用人数超过 200 人的幼儿园、托儿所、残障人员康复设施;150 张床位及以上的养老院、医院的门诊楼和住院楼;这些设施有围墙者,从围墙中心线算起;无围墙者,从最近的建筑物算起。

7 总建筑面积超过 20000m²的商店(商场)建筑,商业营业场所的建筑面积超过 15000m²的综合楼。

8 地铁的车辆出入口和经常性的人员出入口、隧道出入口。

B.0.2 除重要公共建筑物以外的下列建筑物应划分为一类保护物：

1 县级党政机关办公楼。

2 设计使用人数或座位数超过 800 人(座)的体育馆、会堂、会议中心、电影院、剧场、室内娱乐场所、车站和客运站等公共室内场所。

3 文物古迹、博物馆、展览馆、档案馆和藏书量超过 10 万册

的图书馆等建筑物。

4 分行级的银行等金融机构办公楼。

5 设计使用人数超过 2000 人的露天体育场、露天游泳场和其他露天公众聚会娱乐场所。

6 中小学校、幼儿园、托儿所、残障人员康复设施、养老院、医院的门诊楼和住院楼等建筑物。这些设施有围墙者，从围墙中心线算起；无围墙者，从最近的建筑物算起。

7 总建筑面积超过 6000m^2 的商店（商场）、商业营业场所的建筑面积超过 4000m^2 的综合楼、证券交易所；总建筑面积超过 2000m^2 的地下商店（商业街）以及总建筑面积超过 10000m^2 的菜市场等商业营业场所。

8 总建筑面积超过 10000m^2 的办公楼、写字楼等办公建筑。

9 总建筑面积超过 10000m^2 的居住建筑。

10 总建筑面积超过 15000m^2 的其他建筑。

11 地铁的临时性人员出入口和通风口。

B.0.3 除重要公共建筑物和一类保护物以外的下列建筑物应为二类保护物：

1 体育馆、会堂、电影院、剧场、室内娱乐场所、车站、客运站、体育场、露天游泳场和其他露天娱乐场所等室内外公众聚会场所；

2 地下商店（商业街），总建筑面积超过 3000m^2 的商店（商场）、商业营业场所的建筑面积超过 2000m^2 的综合楼，总建筑面积超过 3000m^2 的菜市场等商业营业场所；

3 支行级的银行等金融机构办公楼；

4 总建筑面积超过 5000m^2 的办公楼、写字楼等办公类建筑物；

5 总建筑面积超过 5000m^2 的居住建筑；

6 总建筑面积超过 7500m^2 的其他建筑物；

7 车位超过 100 个的汽车库和车位超过 200 个的停车场；

8 城市主干道的桥梁、高架路等。

B.0.4 除重要公共建筑物、一类和二类保护物以外的建筑物(包括通信发射塔)应为三类保护物。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

附录 C 加油加气加氢站内爆炸危险区域的等级和范围划分

C.0.1 爆炸危险区域的等级定义应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定。

C.0.2 汽油、LPG 和 LNG 设施的爆炸危险区域内地坪以下的坑或沟应划为 1 区。

C.0.3 汽油埋地卧式油罐的爆炸危险区域划分(图 C.0.3)应符合下列规定：

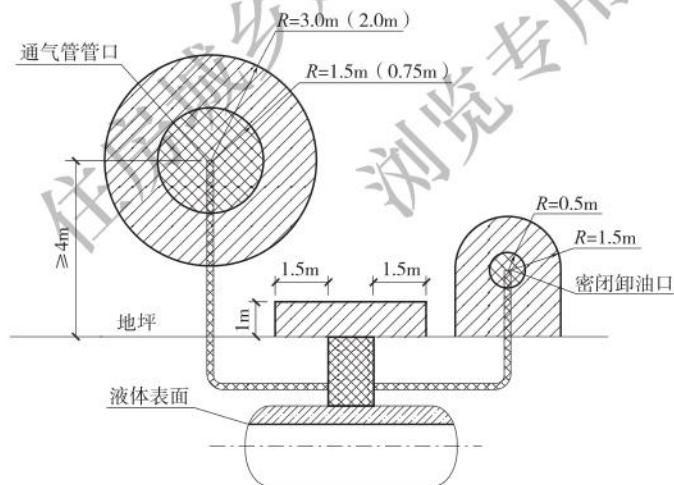


图 C.0.3 汽油埋地卧式油罐的爆炸危险区域划分



1 罐内部油品表面以上的空间应划分为 0 区；

2 人孔(阀)井内部空间,以通气管管口为中心、半径为 1.5m (0.75m)的球形空间和以密闭卸油口为中心、半径为 0.5m 的球形空间,应划分为 1 区;

3 距人孔(阀)井外边缘 1.5m 以内,自地面算起 1m 高的圆柱形空间,以通气管管口为中心、半径为 3.0m(2.0m)的球形空间和以密闭卸油口为中心、半径为 1.5m 的球形并延至地面的空间,应划分为 2 区;

4 当地上密闭卸油口设在箱内时,箱体内部的空间应划分为 1 区,箱体外部四周 1m 和箱体顶部以上 1.5m 范围内的空间应划分为 2 区;当密闭卸油口设在卸油坑内时,坑内的空间应划分为 1 区,坑口外 1.5m 范围内的空间应划分为 2 区。

C.0.4 汽油油罐车的爆炸危险区域划分(图 C.0.4)应符合下列规定:

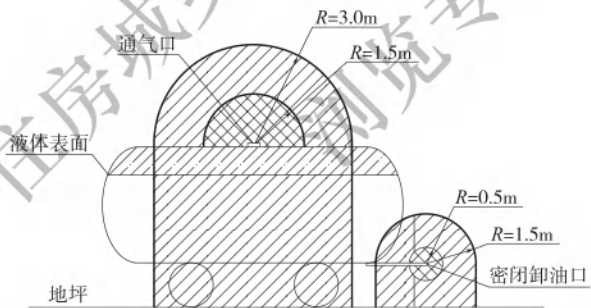


图 C.0.4 汽油油罐车的爆炸危险区域划分



- 1 油罐车内部的油品表面以上空间应划分为 0 区;
- 2 以罐车通气口为中心、半径为 1.5m 的球形空间和以罐车密闭卸油口为中心、半径为 0.5m 的球形空间,应划分为 1 区;
- 3 以罐车通气口为中心、半径为 3.0m 的球形并延至地面的

空间和以罐车密闭卸油口为中心、半径为 1.5m 的球形并延至地面的空间,应划分为 2 区。

C.0.5 汽油加油机的爆炸危险区域划分(图 C.0.5)应符合下列规定:

- 1 加油机下箱体内部空间应划分为 1 区;
- 2 以加油机中心线为中心线、以半径为 4.5m(3.0m)的地面区域为底面和以加油机下箱体顶部以上 0.15m、半径为 3.0m(1.5m)的平面为顶面的圆台形空间,应划分为 2 区。

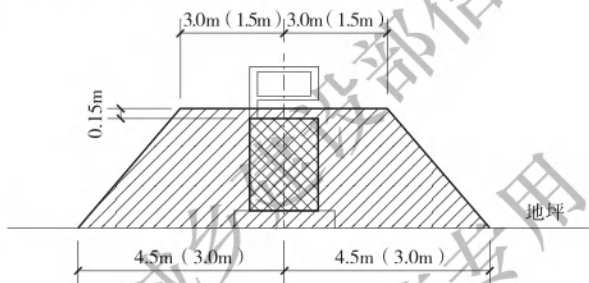
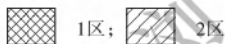


图 C.0.5 汽油加油机的爆炸危险区域划分



C.0.6 汽油桶装式加油装置的爆炸危险区域划分(图 C.0.6)应符合下列规定:

- 1 罐内部油品表面以上的空间应划分为 0 区;
- 2 以通气管管口为中心、半径为 0.75m 的球形空间和以密闭卸油口为中心、半径为 0.5m 的球形空间,以及加油机下箱体内部空间,应划分为 1 区;
- 3 以通气管管口为中心、半径为 2.0m 的球形空间和以密闭卸油口为中心、半径为 1.5m 的球形空间,以及以加油机中心线为中心线、以半径为 3.0m 的地面区域为底面和以加油机下箱体顶部以上 0.15m、半径为 1.5m 的平面为顶面的圆台形空间,应划分为 2 区。

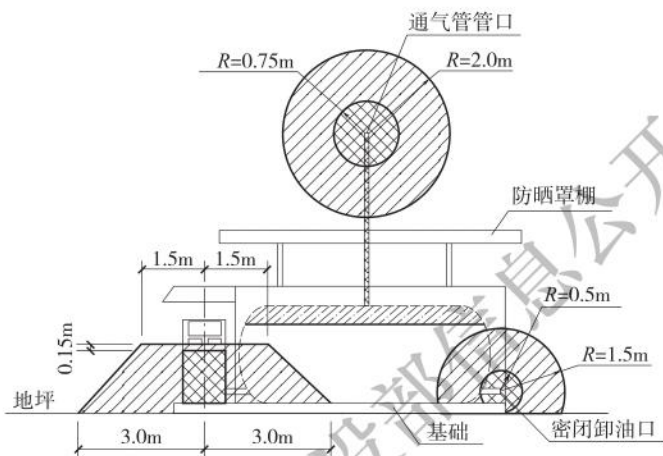


图 C.0.6 汽油撬装式加油装置的爆炸危险区域划分



C.0.7 LPG 加气机的爆炸危险区域划分(图 C.0.7)应符合下列规定:

1 加气机内部空间应划分为 1 区;

2 以加气机中心线为中心线、以半径为 5.0m 的地面区域为底面和以加气机顶部以上 0.15m、半径为 3.0m 的平面为顶面的圆台形空间,应划分为 2 区。

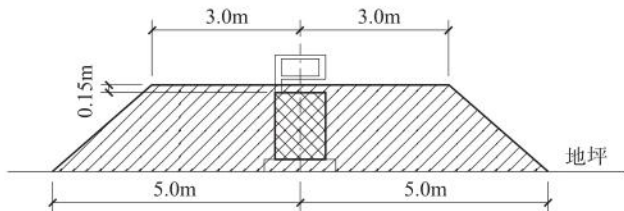
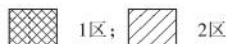


图 C.0.7 LPG 加气机的爆炸危险区域划分



C.0.8 埋地 LPG 储罐的爆炸危险区域划分(图 C.0.8)应符合下列规定:

1 人孔(阀)井内部空间和以卸车口为中心、半径为 1.0m 的球形空间,应划分为 1 区;

2 距人孔(阀)井外边缘 3.0m 以内,自地面算起 2.0m 高的圆柱形空间,以放空管管口为中心、半径为 3.0m 的球形并延至地面的空间和以卸车口为中心、半径为 3.0m 的球形并延至地面的空间,应划分为 2 区。

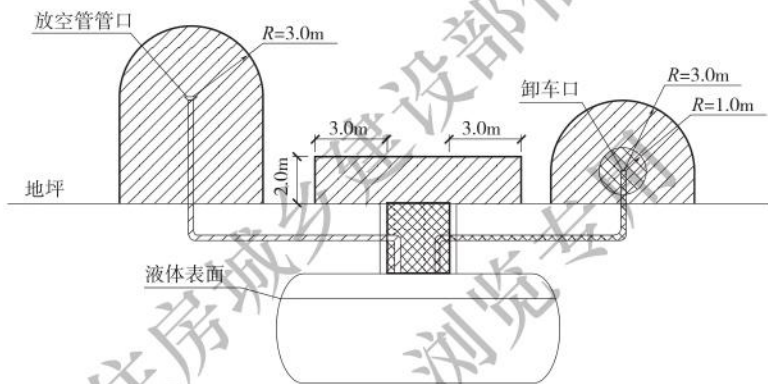
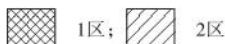


图 C.0.8 埋地 LPG 储罐的爆炸危险区域划分



C.0.9 地上 LPG 储罐的爆炸危险区域划分(图 C.0.9)应符合下列规定:

1 以卸车口为中心、半径为 1.0m 的球形空间,应划分为 1 区;

2 以放空管管口为中心、半径为 3.0m 的球形空间,距储罐外壁 3.0m 范围内并延至地面的空间,防护堤内与防护堤等高的空间和以卸车口为中心、半径为 3.0m 的球形并延至地面的空间,应划分为 2 区。

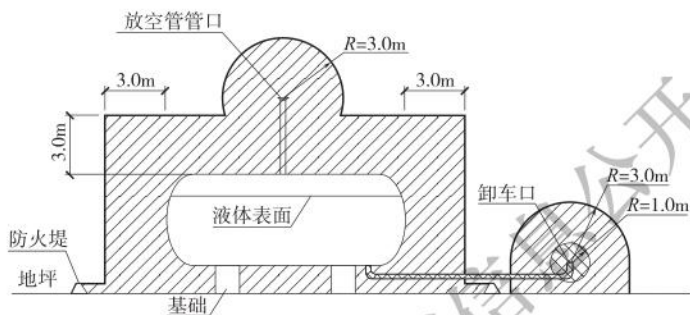


图 C.0.9 地上 LPG 储罐的爆炸危险区域划分



C.0.10 露天或棚内设置的 LPG 泵、压缩机、阀门、法兰或类似附件的爆炸危险区域划分(图 C.0.10),距释放源壳体外缘半径为 3.0m 范围内的空间和距释放源壳体外缘 6.0m 范围内,自地面算起 0.6m 高的空间,应划分为 2 区。

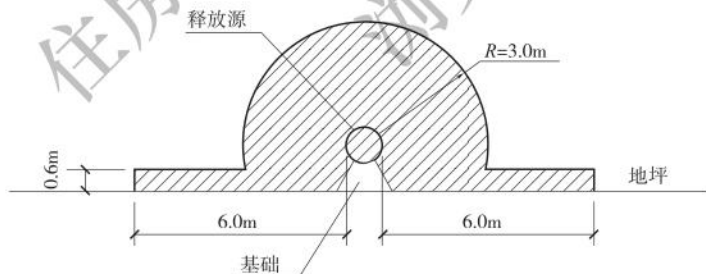


图 C.0.10 露天或棚内设置的 LPG 泵、压缩机、阀门、法兰或类似附件的爆炸危险区域划分



C.0.11 LPG 压缩机、泵、法兰、阀门或类似附件的房间爆炸危险区域划分(图 C.0.11)应符合下列规定:

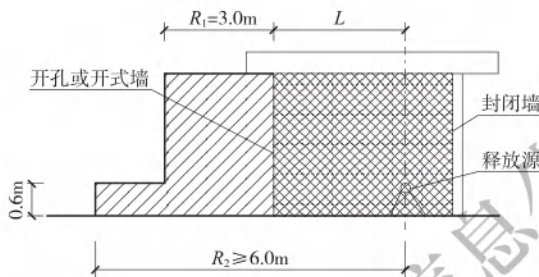
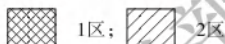


图 C.0.11 LPG 压缩机、泵、法兰、阀门或类似附件的房间爆炸危险区域划分



1 压缩机、泵、法兰、阀门或类似附件的房间内部空间，应划分为 1 区；

2 房间有孔、洞或开式外墙，距孔、洞或墙体开口边缘 3.0m 范围内与房间等高的空间，应划分为 2 区；

3 在 1 区范围之外，距释放源距离为 R_2 ，自地面算起 0.6m 高的空间，应划分为 2 区。当 1 区边缘距释放源的距离 L 大于 3.0m 时， R_2 取值应为 L 外加 3.0m；当 1 区边缘距释放源的距离 L 小于或等于 3.0m 时， R_2 取值应为 6.0m。

C.0.12 室外或棚内 CNG 储气瓶(组)、储气井、车载储气瓶的爆炸危险区域划分(图 C.0.12)，以放空管管口为中心、半径为 3.0m 的球形空间和距储气瓶(组)壳体(储气井)4.5m 以内并延至地面的空间，应划分为 2 区。

C.0.13 CNG 压缩机、阀门、法兰或类似附件的房间爆炸危险区域划分(图 C.0.13)应符合下列规定：

1 压缩机、阀门、法兰或类似附件的房子的内部空间，应划分为 1 区；

2 房间有孔、洞或开式外墙，距孔、洞或墙体开口边缘为 R 的范围并延至地面的空间，应划分为 2 区。当 1 区边缘距释放源

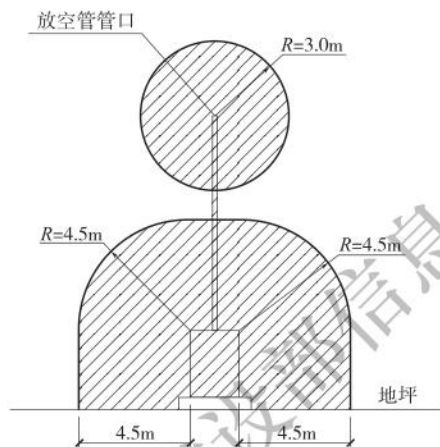


图 C.0.12 室外或棚内 CNG 储气瓶(组)、储气井、
车载储气瓶的爆炸危险区域划分



的距离 L 大于或等于 4.5m 时, R 应取值为 3.0m ; 当 1 区边缘距释放源的距离 L 小于 4.5m 时, R 应取值为 $(7.5-L)\text{m}$ 。

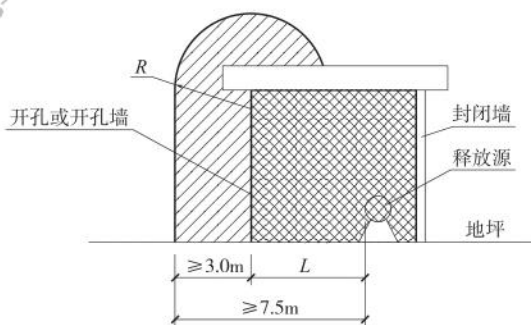
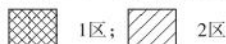


图 C.0.13 CNG 压缩机、阀门、法兰或类似附件的房间爆炸危险区域划分



C.0.14 露天(棚)设置的 CNG 压缩机、阀门、法兰或类似附件的爆炸危险区域划分(图 C.0.14),距压缩机、阀门、法兰或类似附件壳体水平方向 4.5m 以内并延至地面的空间,距压缩机、阀门、法兰或类似附件壳体顶部以上 7.5m 的空间,应划分为 2 区。

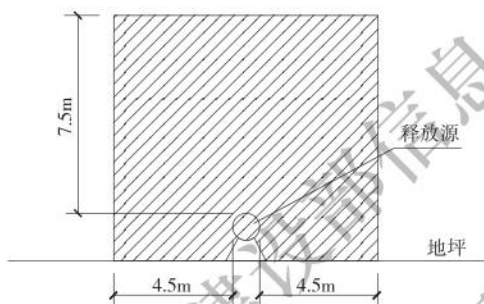


图 C.0.14 露天(棚)设置的 CNG 压缩机、阀门、法兰或类似附件的爆炸危险区域划分



C.0.15 存放 CNG 储气瓶(组)房间的爆炸危险区域划分(图 C.0.15)应符合下列规定:

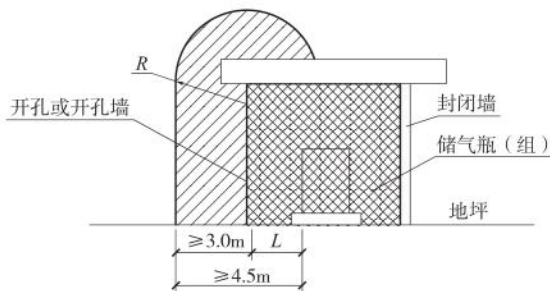
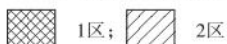


图 C.0.15 存放 CNG 储气瓶(组)房间的爆炸危险区域划分



1 房间内部空间应划分为 1 区；

2 房间有孔、洞或开式外墙,距孔、洞或外墙开口边缘 R 的范围并延至地面的空间,应划分为 2 区。当 1 区边缘距释放源的距离 L 大于或等于 1.5m 时, R 应取值为 3.0m;当 1 区边缘距释放源的距离 L 小于 1.5m 时, R 应取值为 $(4.5-L)$ m。

C.0.16 CNG 加气机、加气柱、卸气柱和 LNG 加气机的爆炸危险区域的等级和范围划分应符合下列规定：

1 CNG 加气机、加气柱、卸气柱和 LNG 加气机的内部空间应划分为 1 区。

2 距 CNG 加气机、加气柱、卸气柱和 LNG 加气机的外壁四周 4.5m,自地面高度为 5.5m 的范围内空间应划分为 2 区(图 C.0.16-1)。当罩棚底部至地面距离 L 小于 5.5m 时,罩棚上部空间应为非防爆区(图 C.0.16-2)。

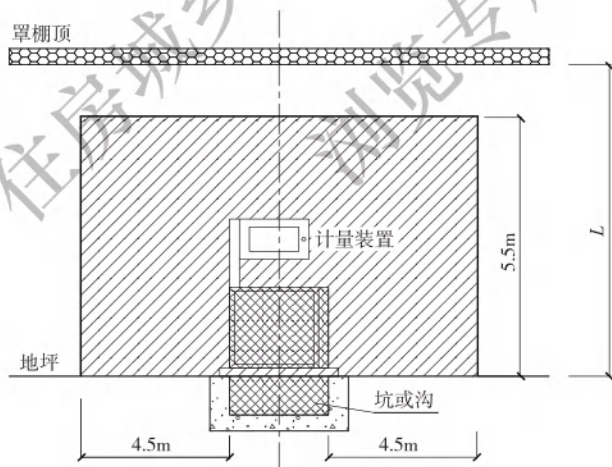
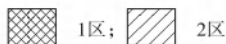


图 C.0.16-1 CNG 加气机、加气柱、卸气柱和 LNG 加气机的爆炸危险区域划分(一)



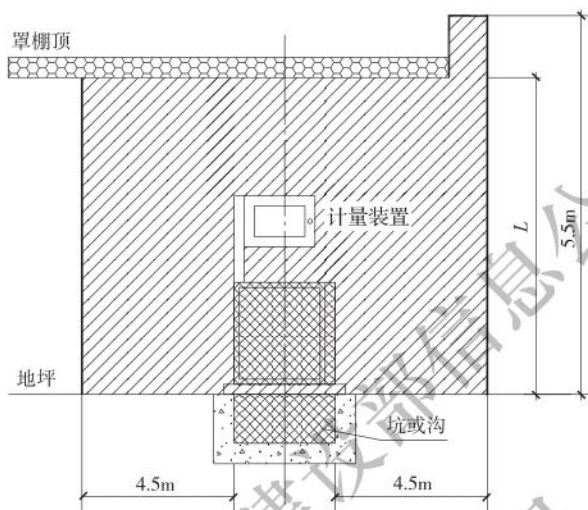


图 C.0.16-2 CNG 加气机、加气柱、卸气柱和 LNG 加气机的爆炸危险区域划分(二)

1区: 2区

C.0.17 LNG 储罐的爆炸危险区域划分(图 C.0.17-1~图 C.0.17-3)应符合下列规定:

防护堤位于储罐的爆炸危险区域外 | 防护堤位于储罐的爆炸危险区域内

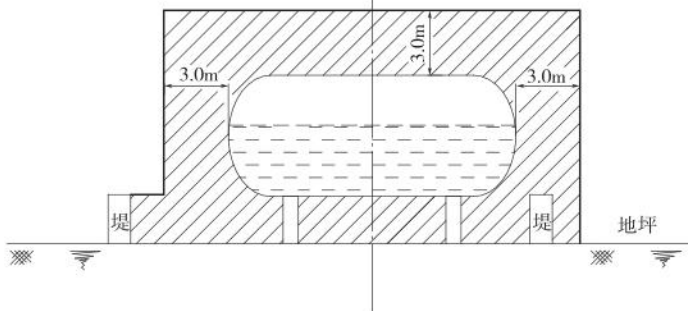


图 C.0.17-1 地上 LNG 储罐的爆炸危险区域划分

2区

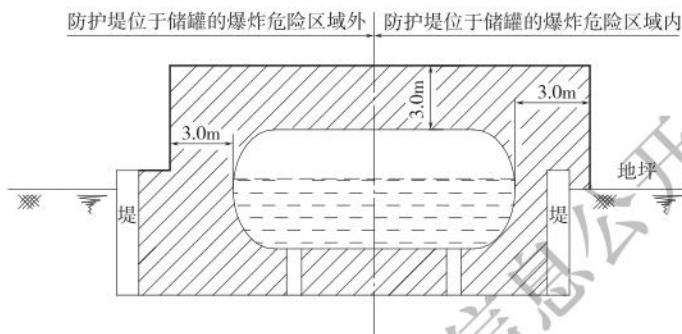


图 C.0.17-2 半地下 LNG 储罐的爆炸危险区域划分

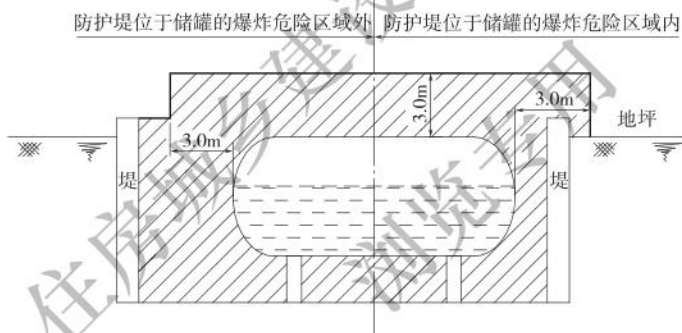


图 C.0.17-3 地下 LNG 储罐的爆炸危险区域划分



1 距 LNG 储罐的外壁和顶部 3.0m 的范围内应划分为 2 区；

2 储罐区的防护堤至储罐外壁，高度为堤顶高度的范围内应划分为 2 区。

C.0.18 露天设置的 LNG 泵、空温式 LNG 气化器、阀门及法兰的爆炸危险区域划分(图 C.0.18)应符合下列规定：

1 距设备或装置的外壁 4.5m，高出顶部 7.5m，地坪以上的范围内，应划分为 2 区；

2 当设置于防护堤内时,设备或装置外壁至防护堤,高度为堤顶高度的范围内,应划分为 2 区。

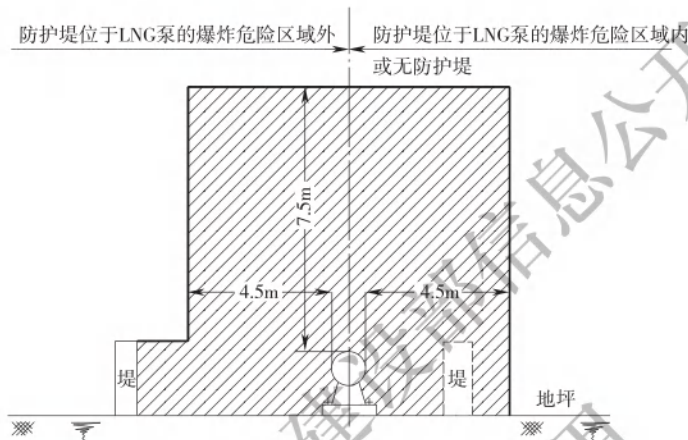


图 C.0.18 露天设置的 LNG 泵、空温式 LNG 气化器、阀门及法兰的爆炸危险区域划分



C.0.19 露天设置的水浴式 LNG 气化器的爆炸危险区域划分应符合下列规定:

1 距水浴式 LNG 气化器的外壁和顶部 3.0m 的范围内,应划分为 2 区;

2 当设置于防护堤内时,设备外壁至防护堤,高度为堤顶高度的范围内,应划分为 2 区。

C.0.20 LNG 卸车点的爆炸危险区域划分应符合下列规定:

1 以密闭式注送口为中心、半径为 1.5m 的空间,应划分为 1 区;

2 以密闭式注送口为中心、半径为 4.5m 的空间以及至地坪以上的范围内,应划分为 2 区。

C.0.21 加氢机、氢气卸气柱的爆炸危险区域的划分应符合下列规定(图 C.0.21):

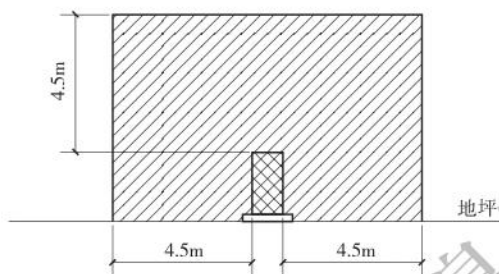
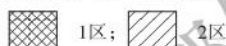


图 C.0.21 加氢机、氢气卸气柱的爆炸危险区域划分



1 加氢机、氢气卸气柱内部空间,应划分为 1 区;

2 距加氢机、卸气柱外轮廓 4.5m,并延至顶部以上 4.5m 的空间,应划分为 2 区。

C.0.22 室外储氢容器的爆炸危险区域划分(图 C.0.22),距设备外缘 4.5m,并延至顶部以上 4.5m 的空间,应划分为 2 区。

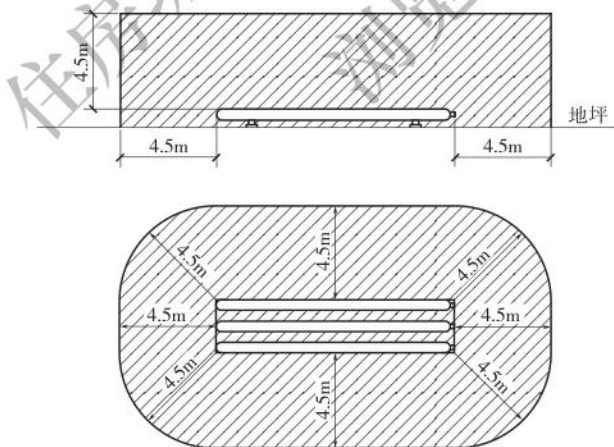


图 C.0.22 室外储氢容器的爆炸危险区域划分



C.0.23 氢气设备放空管的爆炸危险区域划分(图 C.0.23),以放空管管口为中心、半径为 4.5m 并延至顶部以上 7.5m 的空间,应划分为 2 区。

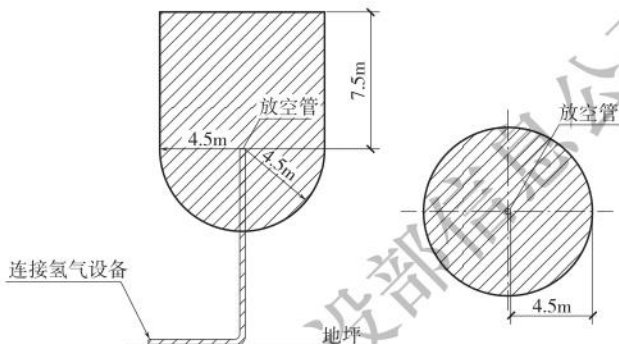


图 C.0.23 氢气设备放空管的爆炸危险区域划分



C.0.24 氢气压缩机间(箱)的爆炸危险区域划分应符合下列规定(图 C.0.24)：

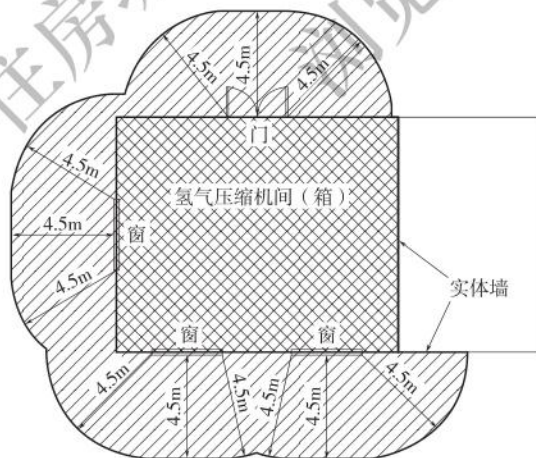
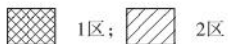


图 C.0.24 氢气压缩机间(箱)的爆炸危险区域划分



- 1 房间(箱)内部空间应划分为 1 区;
- 2 以房间(箱)的门、窗边沿或孔计算,半径为 4.5m,并延至地坪的空间,应划分为 2 区;
- 3 与氢气压缩机间相邻的无释放源房间位于爆炸危险区域内时,应用非燃烧体的实体墙隔开。

C.0.25 露天设置的氢气压缩机组、冷却器的爆炸危险区域划分(图 C.0.25),距氢气压缩机组、冷却器外轮廓 4.5m,并延至顶部以上 4.5m 的空间应划分为 2 区。

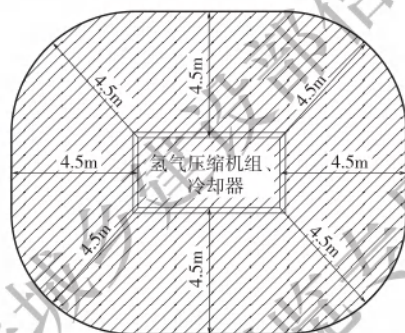


图 C.0.25 露天设置的氢气压缩机组、冷却器的爆炸危险区域划分



C.0.26 氢气长管拖车停车位的爆炸危险区域划分(图 C.0.26),

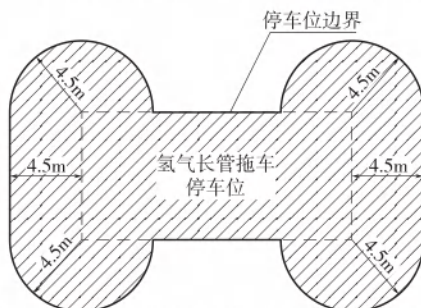


图 C.0.26 氢气长管拖车停车位的爆炸危险区域划分



停车位区域和以停车位短边为中心、半径 4.5m 范围内,并延至氢气长管拖车顶部以上 4.5m 的空间,应划分为 2 区。

C.0.27 液氢储存设备位于户外或通风良好的户内(图 C.0.27)的爆炸危险区域划分应符合下列规定:

1 释放源高于地面 7.5m 以上时,以释放源为中心,半径为 7.5m 的范围内,可划分为 2 区;

2 释放源与地坪的距离小于 7.5m 时,以释放源为中心、半径为 7.5m 并延至地坪的空间,可划分为 2 区。

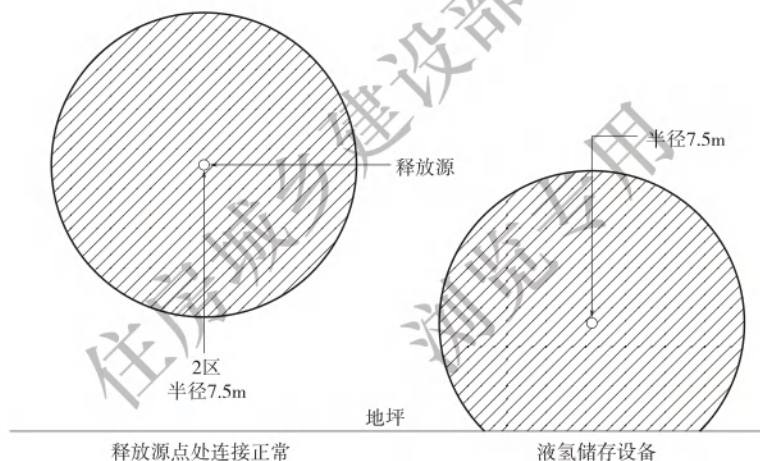


图 C.0.27 户外或通风良好的户内液氢储存设备的爆炸危险区域划分



C.0.28 液氢设备放空管的爆炸危险区域划分(图 C.0.28),以放空管管口为中心、半径为 4.5m 并延至顶部以上 7.5m 的空间,应划分为 2 区。

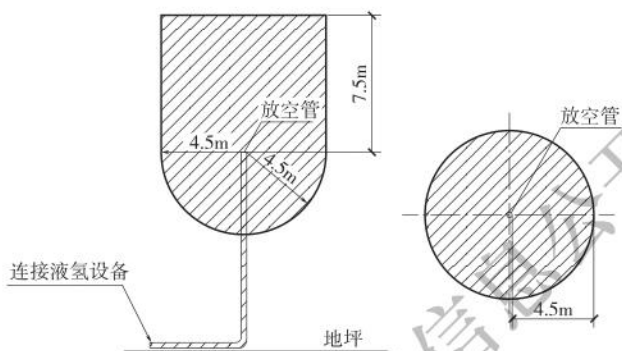


图 C.0.28 液氢设备放空管的爆炸危险区域划分



住房城乡建设部信
浏览专用

附录 D 高压氢气管道、低温不锈钢管道及其组成件技术要求

D.1 一般规定

D.1.1 本附录第 D.1 节、第 D.2 节、第 D.4 节适用于设计压力大于或等于 20MPa 的高压氢气管道及其组成件。

D.1.2 本附录第 D.3 节适用于液氢管道和低温氢气管道及其组成件。

D.2 卡套管及卡套管接头

D.2.1 卡套管应符合下列规定：

1 卡套管应采用 316L/316 无缝钢管，且 Ni 含量不应小于 12%；

2 光亮退火卡套管硬度不应大于 HRB 80，高压冷拔管硬度不应大于 HRC26。

D.2.2 卡套管接头应符合下列规定：

1 卡套管接头应采用机械抓紧双卡套接头或高压锥面螺纹接头。

2 机械抓紧双卡套接头和高压锥面螺纹接头均应采用 316 或 316L/316 棒材或锻材加工制造，且 Ni 含量不应小于 12%。

3 机械抓紧双卡套接头的设计安全系数不应小于 4，高压锥面螺纹接头设计安全系数不应小于 2。

4 机械抓紧双卡套接头应按本附录第 D.5 节的规定进行型式试验，型式试验应包括外泄漏试验、耐腐蚀试验、疲劳试验、液压循环试验、抗振动试验、静水压力试验等，其他型式试验还应按有关标准的规定进行。

5 通用双卡套接头的后卡套和高压双卡套接头的前、后卡套均应进行硬化处理,且延展性应与硬化处理前保持一致。

6 高压锥面螺纹接头应进行外泄漏试验和静水压力试验。外泄漏试验应采用氮气,试验压力应为 1.25 倍设计压力,保压 10min 后监控泄漏,1min 内应无气泡产生。静水压力试验的试验压力应为 2 倍设计压力,保压 1min 后应无泄漏和破裂。

7 高压锥面螺纹接头应根据设计工况的需要确定是否配置抗振环。带抗振环的高压锥面螺纹接头应按本附录第 D.5 节的规定进行抗振动试验。

8 机械抓紧双卡套接头宜进行权威机构的认证。

D.2.3 卡套管接头的压力额定值不应小于与之相连接的卡套管的额定压力。

D.3 阀门

D.3.1 应根据高压氢气系统的设计温度和设计压力选用压力额定值为 414bar(6000psi)的低压阀门和压力额定值为 1034bar(15000psi)或 1380bar(20000psi)的高压阀门。

D.3.2 阀体材料应采用 316 或 316L/316 材料制造,且 Ni 含量不应小于 12%。

D.3.3 阀门压力-温度额定值应满足设计条件,且设计安全系数不应小于 3。

D.3.4 球阀应满足下列要求:

1 球阀应依据有关标准进行低逸散认证,泄漏率应低于 100ppm。

2 球阀应采用 69bar(1000psi)的氮气逐台进行泄漏试验,阀座泄漏率不应大于 $0.1\text{cm}^3/\text{min}$ (标准状态下)。

3 阀杆应采用防冲出结构设计。

4 球阀应进行下列型式试验:

1)循环寿命试验,循环次数不应低于 40000 次;

2)在额定压力下采用氦气测试阀门内漏和外漏,泄漏率应小于 $10\text{cm}^3/\text{min}$ (标准状态下);

3)静水压力试验,试验压力应为 1.5 倍额定压力,应保压 30min 后无泄漏。

D.3.5 压力额定值 414bar(6000psi)的针阀应依据有关标准进行低逸散认证,泄漏率应低于 100ppm。压力额定值 1034bar(15000psi)和 1380bar(20000psi)的针阀低逸散试验应由设计确定。

D.3.6 压力额定值 414bar(6000psi)的针阀和止回阀应进行静水压力型式试验,压力额定值 1034bar(15000psi)和 1380bar(20000psi)的针阀和止回阀应逐台进行静水压力试验。试验压力为最大工作压力。

D.3.7 止回阀应进行检测开启和关闭性能的型式试验。循环动作 6 次后采用检漏液检测其开启和关闭性能,且应在 5s 内反向关闭密封。

D.3.8 软质密封阀门应有防火、防静电结构。

D.4 液氢管道和低温氢气管道及其组件件的 低温冲击试验

D.4.1 冲击试验方法应符合现行国家标准《金属材料 夏比摆锤冲击试验方法》GB/T 229 和《金属夏比冲击断口测定方法》GB/T 12778 的规定。

D.4.2 标准冲击试样应为 $10\text{mm}\times 10\text{mm}\times 55\text{mm}$ 夏比缺口冲击试样。

D.4.3 若因截面尺寸限制无法制备标准试样时,也可采用厚度为 7.5mm、5.0mm、2.5mm 的小尺寸试样或尽可能宽的小尺寸试样。小尺寸试样的缺口宽度不宜小于材料厚度的 80%。

D.4.4 试样缺口应沿厚度方向切取,三个试样为一组。

D.4.5 冲击试验的吸收能量和侧向膨胀量应符合表 D.4.5 的规定。

表 D.4.5 冲击试验的吸收能量和侧向膨胀量合格标准(母材、焊缝金属)

试样规格 (mm)	最低使用温度 (°C)	冲击试验温度 (°C)	冲击吸收能量 (J)	侧向膨胀量 (mm)
标准试样尺寸	<-196	-196	≥70	≥0.76
7.5×10×55	<-196	-196	≥52.5	≥0.76
5×10×55	<-196	-196	≥35	≥0.76
2.5×10×55	<-196	-196	≥17.5	≥0.76

注:1 采用小尺寸试样时,侧向膨胀量合格标准与标准试样相同,且三个试样均应合格;

2 对于无法加工小试样的管材,可以免除低温冲击试验。

D.4.6 焊接接头的冲击试验应在焊接工艺评定中进行。

D.4.7 焊接接头冲击试验的试件制备、试样位置及数量应符合表 D.4.7 的规定。

表 D.4.7 焊接接头冲击试验(制作、安装)

制备冲击试样的试件	试验的覆盖范围	试样位置及数量	冲击试验进行者
每一种焊接工艺(WPQ)、每种焊接材料型号、每种焊剂均要进行一套冲击试验。试样的热处理状态与完工管道相同(包括热处理温度、保温时间、冷却速度)	试件厚度为 T , 则可覆盖的厚度范围为 $T/2$ 至 $T+6\text{mm}$	焊缝金属(三个一组): 试样横贯焊缝;缺口位于焊缝金属并垂直于接头表面;试样的一个表面尽可能接近接头表面。热影响区(如需要,三个一组);缺口根部及其后的断口尽可能多地位于焊接接头的热影响区	制作、安装

注:奥氏体不锈钢的焊接接头冲击试验仅包括焊缝金属。

D.5 机械抓紧双卡套接头的型式试验

D.5.1 外泄漏试验应符合下列规定:

1 试验介质应为氦气或氢气,每次试验应持续 3min,应以泄漏率小于或等于 $10\text{cm}^3/\text{h}$ (标准状态下)为合格。

2 外泄漏试验应分别在下列三种试验条件下进行:

- 1) 在室温 20°C 下,试验压力分别为 2% 和 100% 设计压力;
- 2) 在低温 -40°C 下,试验压力分别为 2% 和 100% 设计压力;
- 3) 在高温 85°C 下,试验压力分别为 2% 和 125% 设计压力。

D.5.2 进行耐腐蚀试验时,试验样品应在连接状态下,经过 144h 盐雾试验后,按照本附录第 D.5.1 条外泄漏试验的方法检测是否发生外漏。

D.5.3 进行疲劳试验时,应将所有试验接头重复拆装 25 次后,按照本附录第 D.5.1 条外泄漏试验的方法检测是否发生外漏。

D.5.4 液压循环试验应在 20bar 到设计压力的 1.25 倍之间进行,循环试验 150000 次后应无永久变形,并按照本附录第 D.5.1 条外泄漏试验的方法检测是否发生外漏。

D.5.5 应从下列两种试验方法中任选一种进行抗振动试验:

1 按有关标准的规定进行共振试验来验证抗振性能。振动组装件加压至工作压力,并在两端密封,以 1.5 倍重力加速度及 10Hz 到 500Hz 的正弦频率扫描 10min 来确定最剧烈的共振频率,沿着三个正交轴且每个轴上分别施加最剧烈共振频率 30min 后,组装件不应显示任何疲劳或部件损坏。再按照本附录第 D.5.1 条外泄漏试验的方法检测是否发生外漏。

2 按有关标准的规定进行偏心电机驱动的旋转挠曲试验来验证抗振性能。在给定弯曲应力下,达到应力增强系数 $i=1.3$ 的

预期循环次数为合格。应力增强系数 i 按有关标准的规定确定。

D.5.6 进行静水压力试验时,试验压力应为 4 倍设计压力,试验压力下保持 1min 后应无泄漏和破裂。

住房城乡建设部信息公开
浏览专用

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

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

引用标准名录

- 《建筑结构荷载规范》GB 50009
《建筑抗震设计规范》GB 50011
《建筑设计防火规范》GB 50016
《工程测量标准》GB 50026
《城镇燃气设计规范》GB 50028
《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058
《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068
《水泥混凝土路面施工及验收规范》GBJ 97
《地下工程防水技术规范》GB 50108
《工业设备及管道绝热工程施工规范》GB 50126
《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140
《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168
《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169
《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》
GB 50171
《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183
《建筑地基基础工程施工质量验收标准》GB 50202
《砌体结构工程施工质量验收规范》GB 50203
《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204
《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205
《屋面工程质量验收规范》GB 50207
《建筑地面工程施工质量验收规范》GB 50209
《建筑装饰装修工程施工质量验收标准》GB 50210
《机械设备安装工程施工及验收通用规范》GB 50231

- 《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242
- 《电气装置安装工程 爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》GB 50257
- 《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264
- 《风机、压缩机、泵安装工程施工及验收规范》GB 50275
- 《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
- 《工业金属管道设计规范》GB 50316
- 《石油化工静设备安装工程施工质量验收规范》GB 50461
- 《石油化工建设工程施工安全技术标准》GB/T 50484
- 《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T 50493
- 《加氢站技术规范》GB 50516
- 《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517
- 《车用乙醇汽油储运设计规范》GB/T 50610
- 《电动汽车充电站设计规范》GB 50966
- 《加油站在役油罐防渗漏改造工程技术标准》GB/T 51344
- 《压力容器》GB 150.1~GB 150.4
- 《金属材料 夏比摆锤冲击试验方法》GB/T 229
- 《氢气 第1部分:工业氢》GB/T 3634.1
- 《高压锅炉用无缝钢管》GB/T 5310
- 《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163
- 《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175
- 《安全阀 一般要求》GB/T 12241
- 《弹簧直接载荷式安全阀》GB/T 12243
- 《钢制对焊管件 类型与参数》GB/T 12459
- 《金属夏比冲击断口测定方法》GB/T 12778
- 《流体输送用不锈钢无缝钢管》GB/T 14976
- 《车用压缩天然气》GB 18047
- 《固定式真空绝热深冷压力容器》GB/T 18442.1~GB/T 18442.7
- 《压力管道规范 工业管道》GB/T 20801.1~GB/T 20801.6

- 《加油站大气污染物排放标准》GB 20952
- 《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447
- 《低温介质用紧急切断阀》GB/T 24918
- 《低温阀门 技术条件》GB/T 24925
- 《液氢车辆燃料加注系统接口》GB/T 30719
- 《汽车用压缩氢气加气机》GB/T 31138
- 《深冷容器用高真空多层绝热材料》GB/T 31480
- 《深冷容器用材料与气体的相容性判定导则》GB/T 31481
- 《质子交换膜燃料电池汽车用燃料 氢气》GB/T 37244
- 《液化天然气用不锈钢无缝钢管》GB/T 38810
- 《阻隔防爆橇装式汽车加油(气)装置技术要求》AQ 3002
- 《钢制常压储罐 第一部分:储存对水有污染的易燃和不易燃液体的埋地卧式圆筒形单层和双层储罐》AQ 3020
- 《承压设备无损检测 第4部分:磁粉检测》JB/T 4730.4
- 《承压设备无损检测 第5部分:渗透检测》JB/T 4730.5
- 《钢制压力容器——分析设计标准》JB 4732
- 《公路路基施工技术规范》JTG F10
- 《公路路面基层施工技术细则》JTG/T F20
- 《道路运输车辆油箱及液体燃料运输罐体阻隔防爆安全技术要求》JT/T 1046
- 《钢制焊接压力容器》NB/T 47003.1
- 《承压设备无损检测》NB/T 47013.1~NB/T 47013.15
- 《卧式容器》NB/T 47042
- 《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计标准》SH/T 3022
- 《石油化工钢制压力容器》SH/T 3074
- 《采用橇装式加油装置的汽车加油站技术规范》SH/T 3134
- 《加油站用埋地玻璃纤维增强塑料双层油罐工程技术规范》SH/T 3177
- 《加油站用埋地钢-玻璃纤维增强塑料双层油罐工程技术规范》

SH/T 3178

《储气井工程技术规范》SH/T 3216

《石油有毒、可燃介质钢制管道工程施工及验收规范》SH 3501

《石油化工设备混凝土基础工程施工质量验收规范》SH/T 3510

《石油化工仪表工程施工技术规程》SH/T 3521

《石油化工混凝土水池工程施工及验收规范》SH/T 3535

《套管柱结构与强度设计》SY/T 5724

《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21