
ICS 71.080.99
G 17

Q/SH

中国石油化工集团公司企业标准

Q/SH 0117—2007

油气回收系统工程技术导则



2007-12-24 发布

2007-12-25 实施

中国石油化工集团公司 发布

前 言

本导则是根据中国石油化工股份公司工程部会议纪要[2007]15号，由中国石油化工股份公司工程部组织有关单位编制而成。

本导则分为 Q/SH 0117.1—2007《加油站篇》和 Q/SH 0117.1—2007《油库篇》。

本导则由中国石油化工股份有限公司工程部提出并归口。

本导则主编单位：中国石化工程建设公司

本导则参编单位：洛阳石化工程公司

青岛安全工程研究院

抚顺石油化工研究院

中国石油化工股份公司北京石油分公司

本导则主要起草人：韩 钧、刘洁实、张卫华、孙永琳

目 次

(加油站篇)

1. 范围	3
2 规范性引用文件	3
3. 一般要求	3
4. 油气回收系统设计	4
4.1 卸油油气回收系统设计	4
4.2 加油油气回收系统设计	4
4.3 油罐及其通气管设计	5
4.4 油气排放处理装置设置	6
5. 油气回收系统施工及验收	7
5.1 油气回收系统施工	7
5.2 油气回收系统施工验收	7

油气回收系统工程技术导则（加油站篇）

Q/SH 0117.1—2007

1. 范围

本导则规定了加油站油气系统的设计、施工和验收要求。

本导则适用于中国石油化工集团公司和股份有限公司所属加油站油气回收系统新建和改建工程设计、施工和验收。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本导则的引用而成为本导则。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本导则。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本导则。

GB 36096—93 城市区域环境噪声标准

GB 12348—90 工业企业厂界噪声标准

GB 20952—2007 加油站大气污染物排放标准

GB 50156—2002 汽车加油加气站设计与施工规范（2006年版）

GB 4730—2005 承压设备无损检测

3. 一般要求

3.1 加油站油气回收系统的设计和施工，除执行本导则外，尚应符合国家和行业现行有关标准规范及中国石油化工集团公司和股份有限公司相关技术和安全监督管理的规定。

3.2 加油站油气回收系统的设计和施工应符合 GB 50156—2002（2006年版）和 GB 20952—2007 的有关规定。

3.3 加油站油气回收系统工程设计应由具有石油化工工程设计资质和工业管道（GC2）设计资质的单位承担。

3.4 加油站油气回收系统工程施工与安装应由具有压力管道（GC2）安装资质的施工单位承担。

3.5 加油站油品管道的设计压力应为 0.6MPa，汽油回收回气管道的设计压力应不小于 0.13MPa。

3.6 加油站新建油气回收系统安装完成后（或使用前）应 GB 20952—2007 进行检测。

3.7 油罐、加油机和管道的所有开口或接头的连接部件均应符合相关国家标准或行业标准。连接部件应相互匹配，并应保证连接部件有效密封。

4. 油气回收系统设计

4.1 卸油油气回收系统设计

4.1.1 油罐车卸油管道的公称直径宜为 DN100，油气回收管道的直径宜为 DN80，且不应小于 DN50。卸油连通软管、油气回收连通软管，应采用电阻率不大于 $10^8 \Omega \cdot m$ 的耐油软管。

4.1.2 油罐车上的油气回收管道接口，应装设手动阀门。

4.1.3 密闭卸油管道的各操作接口处，应设快速接头及闷盖，并宜采用自闭式快速接头。

4.1.4 站内油气回收管道接口前应装设阀门。若油气回收管道接口采用自闭式快速接头，油气回收管道接口前可不设阀门。

4.1.5 加油站内的卸油管道接口、油气回收管道接口宜设在地面以上。

4.1.6 与油罐相连通的所有管道均应坡向油罐。油气回收管道的坡度不宜小于 1%，且任何情况下不应小于 2%；其它管道的坡度不应小于 2%。

4.2 加油油气回收系统设计

4.2.1 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 1 根油气回收总管，油气回收总管直径不宜小于 DN50。

4.2.2 加油机与油罐之间的连通管道均应坡向油罐。油气回收管道的坡度不宜小于 1%，且任何情况下不应小于 2%；油品管道的坡度不应小于 2%。

4.2.3 埋地油气回收管道可采取管沟或直接埋地敷设方式，为保证其在使用中满足设计要求的坡度以及内部气路畅通，应采取下列措施

1) 采取管沟方式时，管沟应采用砌砖加水泥抹面结构或混凝土结构，管沟低面应有不小于 2% 坡向油罐的坡度。管道敷设完毕并经实验合格后使用干净的沙子将管沟填实；

2) 采取直接埋地方式时，油气回收管道直接埋地部分的管道公称直径不宜小于 DN80，与加油机和油罐接口应采用大小头连接，在立管上连接的可采用同心大小头，在水平管上连接的应采用管底取齐的偏心大小头。钢制管道壁厚不得小于 5 mm；

3) 当放坡坡度无法满足要求时，可采取埋设收集罐作为过渡。

4.2.4 汽油加油枪的气压比宜设定在 1.05~1.1 范围内。

4.2.5 加油枪头部宜配备密封皮碗。

4.2.6 在加油机的底盆油气回收立管上应安装 1 个用于连接液阻检测装置或密闭性检测装置的三通接头。三通接头连接检测装置的开口应与检测装置的软管接头相匹配（一般为螺纹连接，公称直径 25mm），不检测时应用丝堵封闭。

4.3 油罐及其通气管设计

4.3.1 油罐应设带有高液位报警功能和测漏功能的液位计。

4.3.2 汽油罐与柴油罐的通气管，应分开设置。

4.3.3 通气管管口应高出地面 4m 及以上，管口与加油站围墙中心线的距离最小可为 2m。

4.3.4 沿建筑物（如站房、罩棚）的墙（柱）向上敷设的通气管管口，应高出建筑物的顶面 1.5m 及以上。

4.3.5 通气管的公称直径不应小于 DN50。

4.3.6 汽油罐的通气管应设置一个手动阀门，安装位置应便于操作，该阀在油罐车向埋地油罐卸油时应处于关闭状态。

4.3.7 通气管管口应安装带挡雨帽的阻火器。

4.3.8 汽油通气管管口应安装机械呼吸阀。呼吸阀的工作压力宜按表 1 确定。

表 1 机械呼吸阀的工作压力 (Pa)

设计使用状态	工作压力	
	正压	负压
仅卸油采用密闭油气回收系统	2000~3000	200~500
卸油和加油均采用密闭油气回收系统		1500~2000

4.4 油气排放处理装置设置

4.4.1 选用油气回收处理装置时,应根据性能、价格、能耗、噪声、质量稳定性、外型尺寸等指标进行综合对比,择优选用。

4.4.2 油气回收处理装置的油气排放浓度应小于或等于 $25\text{g}/\text{m}^3$ 。

4.4.3 油气回收处理装置的启动压力应与加油枪回气压力相匹配,宜在 $300\text{Pa}\sim 1000\text{Pa}$ 之间;停机压力应在 $-500\text{Pa}\sim 0\text{Pa}$ 之间。

4.4.4 油气回收处理装置的油气最大处理能力宜为最大加油量的 10%~20%。

4.4.5 油气回收处理装置应选用适用于爆炸危险 1 区的防爆电机和电器元器件,并应有权威单位出具的防爆合格证。

4.4.6 油气回收处理装置噪声应符合《工业企业厂界噪声标准》GB12348—90 及《城市区域环境噪声标准》GB3096—93 的要求。

4.4.7 油气回收处理装置宜靠近加油站围墙布置,可与油罐通气管相邻,油气回收处理装置与站内其他设施的防火距离,可根据 GB50156—2002(2006 年版)的有关规定比照通气管的防火距离要求确定。

4.4.8 油气回收处理装置的配套管道安装应符合下列规定:

1) 油气回收处理装置的进气管宜自埋地油罐的排气管阀门前接出,管径宜为 DN50,在管道地面以上部分应安装手动阀门。

2) 油气回收处理装置的凝析油和提浓油气应返回油罐。凝析油和提浓油气返回管道直径宜为 DN50,并宜接至加油机回气管道或卸油回气管道

上。管道应坡向油罐，坡度不宜小于 1%，且任何情况下不应小于 2‰。在管道地面以上部分应安装手动阀门。

3) 油气回收处理装置的排气管可接入埋地油罐的通气管阀门后管道，也可独立设置，管径宜为 DN50。排气管若均接入埋地油罐的通气管阀门后管道，也应安装手动阀门。

4) 油气排放处理装置的排气管独立设置时，其管口应安装带挡雨帽的阻火器。排气管管口与加油站围墙中心线及加油站界线的最小距离可为 2m。

4.4.9 油气回收处理装置的安装基础高度宜为 0.18m~0.30m。

5. 油气回收系统施工及验收

5.1 油气回收系统施工

5.1.1 对现有加油站进行油气回收系统改造时，。需要动火作业的，应遵守集团公司的有关动火作业安全管理规定。

5.1.2 埋地敷设管道在开槽施工时，应对槽底按设计要求的坡度找平夯实。

5.1.3 油气回收管道的水平段应严格按设计要求的坡度施工，管道安装完成后，应用坡度检测仪对管道的水平段进行坡度检测，每 2m 长管道应检测 1 次；也可用其他有效手段对管道的水平段进行坡度检测。

5.1.4 可燃介质管道焊缝外观应成型良好，与母材圆滑过度，宽度以每侧盖过坡口 2mm 为宜，焊接接头表面质量应符合下列要求：

- 1) 不得有裂纹、未熔合、夹渣、飞溅存在。
- 2) 焊缝表面不得低于管道表面，焊缝余高不应大于 2mm。

5.2 油气回收系统施工验收

5.2.1 金属管道焊接接头无损检测方法应执行设计文件规定，缺陷等级评定应执行 JB4730 的规定，且应符合下列要求：

- 1) 射线检测时，射线透照质量等级不得低于 AB 级，管道焊接接头的

合格标准为 II 级。

2) 超声波检测时, 管道焊接接头的合格标准为 II 级。

5.2.2 每名焊工施焊焊接接头射线或超声波抽查比率应符合下列要求:

1) 管道焊接接头, 不得低于 10%。

2) 固定焊的焊接接头不得少于检测数量的 40%, 且不少于 1 个。

5.2.3 管道焊接接头抽样检验, 若有不合格时, 应按该焊工的不合格数加倍检验, 若仍有不合格则应全部检验。不合格焊缝的返修次数不得超过三次。

5.2.4 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) 管道系统的压力试验宜以洁净水进行(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 25mg/l), 油品管道试验压力应为 0.9MPa, 气体管道的试验压力应为 0.2MPa。

2) 管道系统也可采用氮气进行压力试验, 但应有经施工单位技术总负责人批准的安全措施, 油品管道的气压试验压力应为 0.69MPa, 气体管道的气压试验压力应为 0.15MPa。

3) 压力试验的环境温度不得低于 5℃。

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

5.2.6 管道系统试压合格后, 应用洁净水或空气进行冲洗或吹扫, 并应符合下列规定:

1) 不参与冲洗或吹扫的设备应隔离。

2) 吹扫压力不得超过设备和管道系统的设计压力, 空气流速不得小于 20m/s。

3) 水冲洗流速不得小于 1.5m/s。

5.2.7 油气回收改造过程中, 应同时对油罐密闭性进行整改, 并在整改完毕后用氮气进行气密性试验。气密性试验压力不应小于 3000Pa。但不应大于油罐设计压力, 以稳压 5min~10min 无降压为合格。

目 次

(油库篇)

1. 范围	10
2 规范性引用文件	10
3. 油气回收系统设计	11
3.1 一般要求	11
3.2 油气回收处理装置设置	12
3.3 油气回收管道系统设计	13
4. 油气回收系统施工及验收	14
4.1 一般要求	14
4.2 材料和设备检验	15
4.3 土建工程	16
4.4 工艺设备安装	17
4.5 管道工程	19
4.6 电气仪表施工	20
4.7 防腐蚀工程	22
4.8 交工文件	22

油气回收系统工程技术导则（油库篇）

Q/SH 0117.2—2007

1. 范围

本导则规定了油库油气回收系统的设计、施工和验收要求。

本导则适用于中国石油化工集团公司和股份有限公司所属油库（含炼油厂油库）油气回收系统的设计、施工和验收。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本导则的引用而成为本规范的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本导则。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本导则。

GB20950-2007	《储油库大气污染物排放标准》
GB50074-2002	《石油库设计规范》
GB50160-1992	《石油化工企业设计防火规范》（1999年版）
GB50168-2006	《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》
GB50169-2006	《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》
GB50171-1992	《电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》
GB50205-2001	《钢结构工程施工质量验收规范》
GB50257-1996	《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》
GB50275-1998	《压缩机、风机、泵安装工程施工及验收规范》
GB50303-2002	《建筑电气工程施工质量验收规范》
GBJ97-1987	《水泥混凝土路面施工及验收规范》
SH3501-2002	《石油化工有毒、可燃介质管道工程施工及验收规范》
SH3505-1999	《石油化工施工安全技术规程》
SH3510-2000	《石油化工设备混凝土基础工程施工及验收规范》

SH3521-2007 《石油化工仪表工程施工技术规程》

SH3022-1999 《石油化工设备和管道防腐蚀涂料技术规范》

JTG F10-2006 《公路路基施工技术规范》

JTJ034-2000 《公路路面基层施工技术规范》

国质检锅[2002]109号 《锅炉压力容器压力管道焊工考试与管理规则》（国家质量监督检验检疫总局颁布）

劳人锅〔1987〕9号 《锅炉压力容器无损检测人员资格考核规则》

API RP 1004 Bottom Loading and Vapor Recovery for MC -306 & DOT-406 Tank Motor Vehicles

3. 油气回收系统设计

3.1 一般要求

3.1.1 油库油气回收系统的设计，除执行本导则外，尚应符合国家和行业现行有关标准规范及中国石油化工集团和股份有限公司相关技术和安全监督管理的规定。

3.1.2 油库油气回收系统的设计应符合 GB50074-2002 和 GB20950-2007 的有关规定；炼油厂油库油气回收系统的设计应符合 GB50160-92（1999年版）和 GB20950-2007 的有关规定。

3.1.3 油库油气回收系统工程设计应由具有石油化工工程设计资质和工业管道（GC2）设计资质的单位承担。

3.1.4 设备和管道的所有开口或接头的连接部件均应采用依据相关国家标准或行业标准制造的产品。连接部件应相互匹配，并保证连接部件有效密封。

3.1.5 汽油装车采用下装方式的，装车台布置宜使车头朝向装车站大门，槽车接口宜布置在车头方向的右侧。

3.2 油气回收处理装置设置

3.2.1 油气回收处理装置宜靠近油罐车装车站布置，与油库内其他建筑物、构筑物的之间的防火距离应按 GB50074-2002 表 5.0.3 中“甲、乙类油品泵房”确定；与炼油厂内其他建筑物、构筑物的之间的防火距离应按 GB50160-92（1999 年版）表 3.2.11 中“罐区甲、乙类泵或泵房”确定。

3.2.2 应选用工艺先进、成熟可靠、价格合理、适用性强、能耗低、经济效益好的油气回收处理装置。

3.2.3 油气回收处理装置应达到下列指标：

- 1) 油气排放质量浓度 $\leq 25\text{g}/\text{m}^3$ ；
- 2) 在不低于 20℃ 的环境温度下，油气处理效率 $\geq 95\%$ 。
- 3) 装置噪声(距装置 1m 处测量)应小于或等于 85 dB (A)。

3.2.4 油气回收处理装置的油气处理能力宜按下式确定：

$$Q=K \cdot \Sigma q$$

式中： Q ——汽油装车设施计算排气量， Nm^3/h ；

K ——汽油发油鹤管同时工作系数，可取 $K=0.6\sim 1.0$ ；

Σq ——所有汽油发油鹤管排气量之和， Nm^3/h 。

3.2.5 油气回收处理装置应按 GB20950-2007 附录 B 的要求设置采样接口。

3.2.6 油气回收处理装置所有单体设备应符合相关国家标准和行业标准的规定。

3.2.7 油气回收处理的电气设备应选用适用于爆炸危险 1 区的防爆类型，并应取得国家指定的检验单位颁发的防爆合格证。

3.2.8 油气回收处理装置应有较高的自动控制水平，应做到不需人工现场手动操作。

3.2.9 油气回收处理装置自动控制系统的控制柜宜设置在控制室内；如需放置在设备现场，应集中设置在带正压通风的防爆小屋内或采用防爆电气元器件，并应符合 SH 3521-2007 的规定。

3.2.10 油气回收处理装置所有设备、仪表、仪表盘、供电箱、电线保护管、铠装电缆、钢带、支架槽板等均应依据相关标准进行电气连接和保护接地，应设置专用的接地螺栓，并置于明显的位置和具有接地符号标志。接地电阻不应大于 $4\ \Omega$ 。

3.3 油气回收管道系统设计

3.3.1 汽油上装发油鹤管应选用带油气回收功能的密闭发油鹤管，下装发油鹤管及油气回收管的接口应符合 API RP 1004 的要求。

3.3.2 油气回收主管道的直径应根据油罐车的承压能力、油气回收装置及其油气回收管道系统允许的压力损失，经水力计算确定，可参照表 1 选用。

表 1 油气回收主管道直径选取表

最大发油量 (m^3/h)	≤ 200	201~400	401~700	701~1000	> 1000
主管道公称直径 (mm)	150	200	250	300	350

3.3.3 油气回收处理装置及其油气回收管道系统压力 (G) 应低于或等于 4.5kPa ，否则应在油气回收管道上装设抽气机并应保证油罐车内气相空间压力 (G) 低于或等于 4.5kPa 。

3.3.4 汽油装车采用上装方式的，宜在油气回收管道上装设抽气机。抽气机的抽气量宜为汽油装车流量的 $1.05\sim 1.1$ 倍，并应能根据汽油装车鹤管的启停数量而自动调整。

3.3.5 抽气机应具有整体防爆功能，抽气机的电机应选用适用于爆炸危险 1 区的防爆电机，抽气机与油气接触的部件应选用不发火花材料。

3.3.6 油气回收管道的水平段应坡向油气收集装置，并宜有不小于 5% 的坡度，任何情况下管道敷设坡度不应小于 2% 。若线路中间有低点，管道应坡向低点，并应在低点处设置凝液收集容器。

3.3.7 每个汽油装车鹤管所配置的油气回收支管道直径宜比鹤管直径小一个规格等级，即 DN100 鹤管配 DN80 油气回收支管，DN80 鹤管配 DN50 油气回收支管。

3.3.8 应在油气回收支管靠近与鹤管的连接法兰处安装截断阀和阻火器。

3.3.9 应在油气回收主管靠近与油气回收处理装置的连接法兰处安装截断阀和阻火器。

3.3.10 油品管道设计压力（G）不应低于 $P+0.18$ MPa（P 为管道的最高操作压力），且不得低于 1.0MPa；油气管道的设计压力（G）不应低于 0.17MPa。

3.3.11 应在油气回收主管设置供油气回收处理装置故障或检修时用的排气管，其设置应符合下列规定：

- 1) 排气管直径宜比主管道的直径小二个规格等级；
- 2) 排气管于油气回收处理装置（容器、机泵、现场控制柜、仪表盘、供电箱等）的距离不应小于 4m。
- 3) 排气管管口应高出地面 4m 及以上，并应在操作方便的位置安装 1 个截断阀；
- 4) 排气管管口应安装带挡雨帽的阻火器。

4. 油气回收系统施工及验收

4.1 一般要求

4.1.1 油库油气回收系统工程施工与安装应由具有工业管道（GC2）安装资格的单位承担。

4.1.2 焊接压力管道的焊工，应按《锅炉压力容器压力管道焊工考试与管理规则》进行考试，取得焊工合格证。

4.1.3 无损检测人员应按《锅炉压力容器无损检测人员资格考核规则》进行考核，取得相应的资格。

4.1.4 油库油气回收系统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，如需修改设计或材料代用，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。

4.1.5 施工单位应编制施工方案，并在施工前进行设计交底和技术交底。

施工方案宜包括下列内容：

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

4.1.6 施工用设备、检测设备性能应可靠，计量器具应在有效检定期内。

4.1.7 油库油气回收系统工程施工应做好施工记录，其中隐蔽工程施工记录应有建设或监理单位代表确认签字。

4.1.8 当在敷设有地下管道、线缆的地段进行土石方作业时，应采取安全施工措施。

4.1.9 施工中的安全技术和劳动保护应按 SH3505-1999 的有关规定执行。

4.2 材料和设备检验

4.2.1 材料和设备的规格、型号、材质等应符合设计文件的要求。

4.2.2 材料和设备必须具有有效的质量证明文件，并应符合相应产品标准的规定，引进的设备尚应有商检部门出具的进口设备商检合格证。

4.2.3 设备的开箱检验，应由有关人员参加，按照装箱清单进行下列检查：

- 1) 核对设备的名称、型号、规格、包装箱号、箱数并检查包装状况。
- 2) 检查随机技术资料及专用工具。
- 3) 对主机、附属设备及零、部件进行外观检查，并核实零、部件的品种、规格、数量等。
- 4) 检验后应提交有签证的检验记录。

4.2.4 可燃介质管道的组成件应有产品标识，并按 SH3501-2002 的规定进行检验。

4.2.5 外购的凝液收集罐在安装前应进行压力试验，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 0.08 MPa，再停压 30min，不降压、无泄露和无变形为合格。若凝液收集罐在制造厂已进行压力试验并有压力试验合格报告，则施工现场可不进行压力试验。压力试验后，应及时排除罐内积水。罐内不得有油和焊渣等污物。

4.2.6 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。
- 2) 实物标识与质量证明文件标识不符。
- 3) 要求复验的材料未进行复验或复验后不合格。

4.3 土建工程

4.3.1 混凝土设备基础模板、钢筋和混凝土工程施工除执行 SH3510-2000 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为 ±10mm。
- 3) 设备基础的工程质量应符合下列规定：
 - a) 基础混凝土不得有裂缝、蜂窝、露筋等缺陷；
 - b) 基础周围土方应夯实、整平；
 - c) 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；
 - d) 设备基础应标出轴线和标高，基础的允许偏差应符合表 2 的规定；
 - e) 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 2 的要求检查。

表 2 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

项次	项 目		允许偏差
	凸台上平面外形尺寸		0 -20
	凹穴平面尺寸		+20 0
4	平面度(包括地坪上需 安装设备部分)	每米	5
		全长	10
5	侧面垂直度	每米	5
		全高	10
6	预埋地脚螺栓	标高(顶端)	+10 0
		中心距(在根部和顶部两处测量)	±2
7	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

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, 以基础均匀沉降且 6d 内沉降量不大于 12mm 为合格:

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

4.3.2 钢结构的制作、安装应符合 GB50205-2001 的规定。

4.3.3 混凝土地面施工应符合 JTG F10-2006、JTJ034-2000 及 GBJ97-1987 的规定, 并按下列工序进行控制, 上道工序未经检查验收合格, 下道工序不得施工:

- 1) 地基土回填夯实。
- 2) 垫层铺设。
- 3) 面层施工。

4.4 工艺设备安装

4.4.1 油气回收工程所用的静设备宜在制造厂整体制造。

4.4.2 油气回收处理装置的各种压缩机、风机、泵等的安装于施工应符合 GB 50275-1998 的规定。

4.4.3 设备采用平垫铁或斜垫铁找正时，应符合下列规定：

1) 斜垫铁应成对使用，搭接长度不得小于全长的 3/4，各斜垫铁中心线的相互偏斜角不应大于 3° 。

2) 每组垫铁不超过 4 块，垫铁组高度宜为 30~50mm。

3) 每组垫铁均应放置平稳，设备找正后，各组垫铁均应被压紧，各块垫铁互相焊牢。

4) 垫铁露出设备支座外缘宜为 10~20mm，垫铁组伸入长度应超过地脚螺栓。

5) 每个地脚螺栓近旁应至少有一组垫铁。

4.4.4 静设备安装找正后的允许偏差应符合表 3 的规定：

表 3 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。		

4.4.5 油气回收处理装置的设备 and 凝液收集容器安装就位后，应按下列程序进行沉降观测，以基础均匀沉降且 6d 内沉降量不大于 12mm 为合格：

1) 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。

4.4.6 汽油装车鹤管的安装应按产品使用说明书的要求进行。

4.5 管道工程

4.5.1 油品和油气回收管道工程的施工应符合国家现行标准 SH3501-2002 的规定。

4.5.2 与凝液收集容器等设备连接的管道必须在设备安装就位并经注水沉降稳定后进行安装。

4.5.3 管道焊缝外观应成型良好，与母材圆滑过度，宽度以每侧盖过坡口 2mm 为宜，焊接接头表面质量应符合下列要求：

1) 不得有裂纹、未熔合、夹渣、飞溅存在。

2) 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，焊缝余高不应大于 2mm。

3.5.4 管道焊接接头无损检测方法应执行设计文件规定，缺陷等级评定应执行《压力容器无损检测》JB4730 的规定，且应符合下列要求：

1) 射线检测时，射线透照质量等级不得低于 AB 级，管道焊接接头的合格标准为 III 级。

2) 超声波检测时，管道焊接接头的合格标准为 II 级。

3) 当射线检测改用超声波检测时，应征得设计单位同意并取得证明文件。

4.5.5 每名焊工施焊焊接接头射线或超声波检测百分率应符合下列要求：

1) 油品管道焊接接头，不得低于 10%。

2) 固定焊的焊接接头不得少于检测数量的 40%，且不少于 1 个。

4.5.6 管道焊接接头抽样检验，若有不合格时，应按该焊工的不合格数加倍检验，若仍有不合格则应全部检验。不合格焊缝的返修次数不得超过 3 次。

4.5.7 油气回收管道的水平段应严格按设计要求的坡度施工，管道安装完成后，应用坡度检测仪对管道的水平段进行坡度检测，每 5m 长管道应检测 1 次；也可用其他有效手段对管道的水平段进行坡度检测。

4.5.8 管道系统安装完成后，应进行压力试验。管道系统的压力试验应以洁净水进行（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 25mg/l），试验压力应为设计压力的 1.5 倍。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。压力试验的环境温度不得低于 5℃。

4.5.9 压力试验过程中若有泄漏，不得带压处理。缺陷消除后应重新试压。

4.5.10 管道系统试压完毕，应及时拆除临时盲板，并恢复原状。

4.5.11 管道系统试压合格后，应用洁净水或空气进行冲洗或吹扫，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) 吹扫压力不得超过设备和管道系统的设计压力，空气流速不得小于 20m/s。

4) 水冲洗流速不得小于 1.5m/s。

4.5.12 管道系统采用水冲洗时，应目测排出口的水色和透明度，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，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。

4.5.13 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。

4.6 电气仪表施工

4.6.1 盘、柜及二次回路结线的安装除应执行 GB50171-1992 外，尚应符合下列规定：

1) 母带搭接面应处理后搪锡，并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，线端应涮锡，并采用相应规格的接线耳与接线端子相连。

4.6.2 电缆施工除执行 GB50168-2006 外，尚应符合下列规定：

1) 电缆进入电缆沟和建筑物时应穿保护管。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) 电缆沟应充沙填实。

3) 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。

4.6.3 照明施工应按 GB50303-2002 的规定进行验收。

4.6.4 接地装置的施工除执行 GB50169-2006 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。镀锌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作防腐处理。

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。

4.6.5 设备和管道的静电接地应符合设计文件的规定。

4.6.6 爆炸及火灾危险环境电气装置的施工除应执行 GB50257-1996 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细砂、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，再填塞绝缘密封胶泥。

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。

4.6.7 仪表的安装调试除应执行 SH3521-2007 的规定外，尚应符合下列规定：

1) 仪表安装前应进行外观检查，并经调试校验合格。

2) 仪表电缆电线敷设及接线以前，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，当其在正常情况下不带电，但有可能接触到危险电压的裸露金属部件时，均应作保护接地。

6) 电缆的屏蔽单端接地宜在控制室一侧接地（见图 1），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，同一路屏蔽层应有可靠的电气连续性。

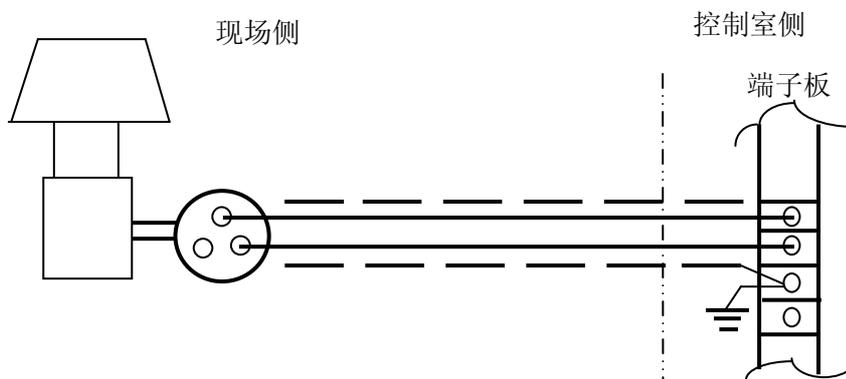


图 1 电缆屏蔽单端接地

4.7 防腐蚀工程

4.7.1 设备和管道的防腐蚀要求应符合设计文件的规定。

4.7.2 已在车间进行防腐蚀处理的设备和管道，应在现场对其防腐层进行电火花检测，如不合格，则应在现场重新进行防腐蚀处理。

4.7.3 当埋地设备和管道采用涂料防腐蚀时，应执行 SH3022-1999 的规定。当采用其他防腐蚀措施时，应按相应产品说明书的要求施工。

4.7.4 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。

4.7.5 进行防腐蚀施工时，严禁同时进行可能产生明火或电火花的作业。

4.8 交工文件

4.8.1 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。

4.8.2 工程交工验收时，施工单位应提交下列资料：

1) 综合部分

- a) 交工技术文件说明；
- b) 开工报告；
- c) 工程交工证书；
- d) 设计变更一览表；
- e) 材料和设备质量证明文件及材料复验报告。

2) 建筑工程

- a) 工程定位测量记录；
- b) 地基验槽记录；
- c) 钢筋检验记录；
- d) 混凝土工程施工记录；
- e) 混凝土/砂浆试件试验报告；
- f) 设备基础允许偏差项目检验记录；
- g) 设备基础沉降记录；
- h) 钢结构安装记录；
- i) 钢结构防火层施工记录；
- j) 合格焊工登记表；
- k) 隐蔽工程记录；
- l) 防腐工程施工检查记录。

3) 安装工程

- a) 合格焊工登记表；
- b) 隐蔽工程记录；
- c) 防腐工程施工检查记录；
- d) 防腐绝缘层电火花检测报告；
- e) 设备开箱检查记录；

- f) 静设备安装记录;
 - g) 设备清理、检查、封孔记录;
 - h) 机器安装记录;
 - i) 机器单机运行记录;
 - j) 阀门试压记录;
 - k) 安全阀调整试验记录;
 - l) 管道系统安装检查记录
 - m) 管道系统压力试验和严密性试验记录;
 - n) 管道系统吹扫/冲洗记录;
 - o) 管道系统静电接地记录;
 - p) 电缆敷设和绝缘检查记录;
 - q) 接地极、接地电阻、防雷接地安装测定记录;
 - r) 电气照明安装检查记录;
 - s) 防爆电气设备安装检查记录;
 - t) 仪表调试与回路试验记录。
- 4) 竣工图。
-