ICS 23.020
P 72
备案号：J2435-2017

SH

中华人民共和国石油化工行业标准

SH/T 3184—2017

石油化工罐区自动化系统设计规范

Design specification for automation system of tank farm in petrochemical industry

2017-04-12 发布　　2017-10-01 实施

中华人民共和国工业和信息化部　发布

目　次

前言……V
1　范围……1
2　规范性引用文件……1
3　术语和定义、缩略语……1
3.1　术语和定义……1
3.2　缩略语……4
4　储罐计量与测量方案……4
4.1　储罐计量或非计量分类……4
4.2　储罐的仪表测量方案……4
4.3　储罐计量系统……8
5　罐区自动化仪表及工程设计……10
5.1　温度仪表……10
5.2　压力仪表……10
5.3　液位和界位仪表……11
5.4　罐区开关阀……13
5.5　仪表防爆与防护……15
5.6　仪表取源过程接口规格……15
5.7　电缆……15
5.8　供电……15
5.9　供气……15
6　罐区自动控制系统……15
6.1　自动控制系统……15
6.2　过程信号的连接方案……16
6.3　储罐液位仪表的信号连接……17
6.4　电动控制阀的信号连接……18
6.5　罐区库存数据的统计和管理……18
7　罐区安全防护……20
7.1　罐区安全设计……20
7.2　可燃气体和有毒气体报警系统……20
7.3　罐区仪表系统的雷电防护……20
8　罐区生产管理系统……20
8.1　基本功能……20
8.2　系统的基本结构……20
8.3　系统的组成及功能……21
9　液化烃装车发运系统……22

9.1 火车装车设施……22
9.2 汽车装车设施……24
9.3 装车现场自动化仪表……26
9.4 批量控制器……28
9.5 动态轨道衡、电子汽车衡及配套设施……29
9.6 装车自动控制系统……29
9.7 装车业务管理站……29
9.8 装车站操作室……29
参考文献……30
本规范用词说明……31
附：条文说明……33

Contents

Foreword ····· V
1 Scope ····· 1
2 Referenced codes ····· 1
3 Terms and definitions, abbreviations ····· 1
3.1 Terms and definitions ····· 1
3.2 Abbreviations ····· 4
4 Schemes for tank metering and measurement ····· 4
4.1 Classification for custody transfer tank or inventory control tank ····· 4
4.2 Schemes for tank instrument measurement ····· 4
4.3 Tank metering system ····· 8
5 Engineering design for tank farm automated instrumentation ····· 10
5.1 Temperature instrument ····· 10
5.2 Pressure instrument ····· 10
5.3 Level and interface instruments ····· 11
5.4 Tank farm on-off valve ····· 13
5.5 Instrument explosion-proof and enclosure protection ····· 15
5.6 Instrument process connection size ····· 15
5.7 Cables ····· 15
5.8 Power supply ····· 15
5.9 Instrument air supply ····· 15
6 Tank farm automated control system ····· 15
6.1 Automated control system ····· 15
6.2 Connection schemes of process signals ····· 16
6.3 Signals connection of tank level instrument ····· 17
6.4 Signals connection of motor operated valve ····· 18
6.5 Tank farm inventory and management ····· 18
7 Tank farm safety protection ····· 20
7.1 Safety design for tank farm ····· 20
7.2 Combustible gas and toxic gas detection and alarm system ····· 20
7.3 Surge protection for tank farm instrument system ····· 20
8 Manufacture management system for tank farm ····· 20
8.1 Basic function ····· 20
8.2 Basic architecture of system ····· 20
8.3 Composing and function of system ····· 21
9 Tanker loading system ····· 22

9.1 Rail tanker loading facilities……22
9.2 Truck tanker loading facilities……24
9.3 Automated instruments for loading……26
9.4 Batch controller……28
9.5 Facilities for rail weighbridge and truck weighbridge……29
9.6 Automated control system for loading……29
9.7 Loading management station……29
9.8 Loading operating station room……29
Bibliography……30
Explanation of wording in this specification……31
Add: Explanation of articles……33

前　言

根据中华人民共和国工业和信息化部《2012年第四批行业标准制修订计划》（工信厅科[2012]252号文）的要求，规范编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考有关国际标准和国外标准，并在广泛征求意见的基础上，制定本规范。

本规范共分9章。

本规范的主要技术内容是：储罐计量与测量方案；罐区自动化仪表及工程设计；罐区自动控制系统；罐区安全防护；罐区生产管理系统；液化烃装车发运系统等。

本规范由中国石油化工集团公司负责管理，由中国石油化工集团公司自动控制设计技术中心站负责日常管理，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和建议，请寄送日常管理单位和主编单位。

本规范日常管理单位：中国石油化工集团公司自动控制设计技术中心站

通讯地址：上海市徐汇区中山南二路1089号徐汇苑大厦12楼

邮政编码：200030

电　　话：021-64578936

传　　真：021-64578936

本规范主编单位：中国石化工程建设有限公司

通讯地址：北京市朝阳区安慧北里安园21号

邮政编码：100101

本规范主要起草人员：张华莎　程欣欣　冯　欣　王利君　杨　刚　叶向东

本规范主要审查人员：裴炳安　林　融　王发兵　徐伟清　宋志远　丁兰蓉　杨金城　宋　燕　周家祥　林洪俊　孙　旭　陈学敏　郭章顺　刘　凤　任　泓　李　江　杨　晨

本规范为首次发布。

石油化工罐区自动化系统设计规范

1 范围

本规范规定了石油化工储运系统罐区的计量与测量方案、自动化仪表及工程设计、自动控制系统、安全防护、生产管理系统、液化烃装车发运系统等设计原则和技术要求。

本规范适用于石油化工和以煤为原料制取油品及化工产品的企业新建、扩建和改建工程中储运系统罐区的自动控制系统工程设计。也适用于石油化工原料、中间产品、产品等液体物料的储运系统地上钢制储罐罐区。

本规范不适用于液氨等低温常压储罐区、液化天然气（LNG）储罐区。也不适用于石油化工企业中的危险化学品专用储罐以及剧毒液体的专用储罐。

2 规范性引用文件

下列文件对于本规范的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本规范。

SH/T 3007—2014 石油化工储运系统罐区设计规范

SH/T 3019—2016 石油化工仪表管道线路设计规范

SH/T 3020—2013 石油化工仪表供气设计规范

SH/T 3038 石油化工装置电力设计规范

SH/T 3082 石油化工仪表供电设计规范

SH/T 3092—2013 石油化工分散控制系统设计规范

SH 3136—2003 液化烃球型储罐安全设计规范

SH/T 3164—2012 石油化工仪表系统防雷设计规范

GB 4208 外壳防护等级（IP 代码）

GB/T 4213 气动调节阀

GB/T 13927—2008 工业阀门压力试验

GB/T 21451.4—2008 石油和液体石油产品储罐中液位和温度自动测量法 第 4 部分：常压罐中的温度测量

GB/T 25964—2010 石油和液体石油产品采用混合式油罐测量系统测量立式圆筒形油罐内油品体积、密度和质量的方法

GB 50160—2008 石油化工企业设计防火规范

GB 50493 石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范

GB/T 50770—2013 石油化工安全仪表系统设计规范

API 607 Fire test for quarter-turn valves and valves equipped with nonmetallic seats

API 6FA Specification for fire test for valves

API 598 Valve inspection and testing

3 术语和定义、缩略语

3.1 术语和定义

下列术语和定义适用于本规范。

3.1.1

常压储罐　atmospheric storage tank

设计压力不大于 6.9kPa（罐顶表压）的储罐。

3.1.2

低压储罐　low-pressure storage tank

设计压力大于 6.9kPa 且小于 0.1MPa（罐顶表压）的储罐。

3.1.3

压力储罐　pressurized storage tank

设计压力大于或等于 0.1MPa（罐顶表压）的储罐。

3.1.4

罐区存储　tank farm storage

将原料、中间产品、产品以及其他辅助物料储存在罐区各类储罐中。

3.1.5

罐区库存量　tank farm inventory

罐区各类储罐中当前存储的物料量称为罐区库存量，简称库存。

3.1.6

交接计量　custody transfer metering

用于企业对外交接和贸易结算类的计量。

3.1.7

库存量控制　inventory control

用于企业内部常规的储罐存储量统计、生产调度管理等类计量和控制，也称库存控制计量。

3.1.8

混合法储罐测量系统　hybrid tank measurement system

采用液位测量、温度测量和密度测量计算出储罐内的介质体积或质量的测量系统。

3.1.9

计量级储罐　custody transfer tank

用于企业对外交接和贸易结算用途的原料、产品储罐。

3.1.10

非计量级储罐　inventory control tank

非对外交接和贸易结算用途的储罐。

3.1.11

输送、输转、倒罐　movement

通过管道将液体物料从储罐发送到生产装置、其他储罐、汽车和火车装车系统、油轮码头等不同目的地的液体物料流动操作过程（包括反向过程），也称为输转。

倒罐特指从储罐向其他储罐输送液体物料的过程。

3.1.12

管道输送　pipeline transfer

液体物料通过管道密闭输送。

3.1.13

车载输送　tanker（truck or rail tank）transfer

液体物料通过公路、铁路用油罐车运输。

3.1.14

油品调和　oil blending

将不同种类的油品、不同组分的油品、添加剂等混兑成预期质量指标油品的生产过程。

3.1.15

汽车衡　truck weighbridge

用于公路油罐车、油槽车称重的衡器设备。

3.1.16

轨道衡　rail weighbridge

用于铁路油罐车、油槽车等轨道运输车辆称重的衡器设备。

3.1.17

储罐信号通信单元　tank communication unit

用于连接储罐液位仪表通信信号的通信接口设备，将储罐的各种数据信号经通信方式传送到储罐数据管理单元、控制系统或数据采集系统。

3.1.18

储罐数据管理单元　tank data management unit

用于罐区计量、库存、监测、运行、管理的数据处理设备。

3.1.19

电动阀通信单元　motor operated valve communication unit

用于连接电动阀通信信号的通信接口设备，将电动阀的各种数据信号经通信方式传送到控制系统或数据采集系统。

3.1.20

远程信号单元　remote input and output unit

DCS 或 PLC 的远程 I/O 单元，具备适宜的防爆和环境防护能力，安装在现场，可配置各类信号模件，直接接入现场各类 I/O 信号。

3.1.21

独立信号单元　independent data unit

DCS 或 PLC 之外的其他通用小型现场信号单元，具备适宜的防爆和环境防护能力，安装在现场，可配置各类信号模件，直接接入现场各类 I/O 信号（包括通信）。通常采用通信方式接入 DCS、PLC、SCADA 或小型控制系统。

3.1.22

信号接口单元　data interface unit

储罐信号通信单元 TCU、电动阀通信单元 MCU、远程信号单元 RIU、独立信号单元 IDU 统称为信号接口单元 DIU。

3.1.23

小型控制系统　micro control system

由独立信号单元 IDU 和 PC 操作站等设备组成，用于小型罐区控制、数据采集、储运数据管理等。

3.1.24

电涌防护器　surge protection device

用于限制瞬态过电压和分流电涌电流，保护电气或电子设备的器件，也称雷电浪涌防护器、电涌保护器、浪涌保护器。

3.1.25

储罐计量　tank metering

对单个储罐内液体物料的静态储量进行精确测量和统计。

3.1.26

罐区计量　tank farm metering

对罐区内所有在用储罐液体物料的静态储量进行精确测量和统计。

3.2 缩略语

下列缩略语适用于本规范。

BOSS 油品调和优化及管理系统（Blending Optimization and Supervisory System）

DCS 分散控制系统（Distributed Control System）

DIU 信号接口单元（Data Interface Unit）

ERP 企业资源计划系统（Enterprise Resource Planning）

HTG 静压法储罐计量（Hydrostatic Tank Gauging）

HTMS 混合法储罐测量系统（Hybrid Tank Measurement System）

IDU 独立信号单元（Independent Data Unit）

MAS 输送自动化系统（Movement Automation System）

MCU 电动阀通信单元（Motor Operated Valve Communication Unit）

OMM 输送订单管理系统（Order Movement Management）

OPC 过程控制内部数据设备连接协议（Object Linking and Embedding for Process Control）

PLC 可编程序控制器（Programmable Logic Controller）

RIU 远程信号单元（Remote Input and Output Unit）

SCADA 数据采集与监控系统（Supervisory Control and Data Acquisition）

TCU 储罐信号通信单元（Tank Communication Unit）

TIS 罐存信息系统（Tank Inventory System）

TMU 储罐数据管理单元（Tank Data Management Unit）

TMES 罐区生产管理系统（Tank Farm Manufacturing Execution System）

UPS 不间断电源（Uninterruptible Power Supply）

4 储罐计量与测量方案

4.1 储罐计量或非计量分类

4.1.1 储罐仪表设计应根据储运工艺的需要，按照计量级或非计量级设置仪表测量方案。

4.1.2 对外交接和贸易结算用途的储罐应按计量级设计，原料罐、产品罐等与全厂物料平衡有关的储罐宜为计量级储罐，应采用计量级仪表测量方案，仪表测量精度应符合国家有关计量标准或国际间贸易互认标准。

4.1.3 厂内生产装置之间原料缓存、库存控制用途的中间原料罐、中间产品罐及其他辅助液体物料储罐宜为非计量级储罐，应采用非计量级（控制级）仪表测量方案，仪表测量精度应符合库存控制需要。

4.2 储罐的仪表测量方案

4.2.1 计量级常压和低压储罐

4.2.1.1 容积大于 $100m^3$ 的储罐应在罐顶设置液位连续测量仪表，容积不小于 $1\times10^5m^3$ 的储罐宜设置 2 套，液位连续测量仪表应配罐旁指示仪显示液位，应在控制系统中设置高、低液位报警。

4.2.1.2 应根据工艺要求在控制系统中设置高高、低低液位报警及联锁，信号所用的测量仪表应单独设置，宜采用连续测量仪表，也可采用液位开关；应设置高高液位联锁关闭罐进口管道开关阀、低低液位联锁停泵并关闭出口管道开关阀的控制方案，报警及联锁应在控制系统中实现。

4.2.1.3 当储罐需要测量油品的标准体积、标准密度时，应设置多点热电阻温度计或单点热电阻温度计，测量并计算罐内油品的平均温度，输出信号直接接入储罐液位连续测量仪表。

4.2.1.4 计量级储罐应设置多点热电阻温度计，安装于罐顶，宜按照储罐有效高度范围内每 3m 等间距平均布置的方式确定测温点数，多点温度检测元件的最少点数应符合表 4.2.1.4 的规定；当储罐容

积小于 159m³或罐高小于 3m 时，应设置单点热电阻温度计，安装于罐下部。

表 4.2.1.4　多点温度检测元件的点数

油罐高度 m	最少检测元件的点数
<9	4
9～15	5
>15	6
注：本表摘自 GB/T 21451.4—2008《石油和液体石油产品储罐中液位和温度自动测量法 第 4 部分：常压罐中的温度测量》中 8.3.3 表 1。	

4.2.1.5　热电阻温度计可单独设置，也可采用与油水界位测量集成的形式。

4.2.1.6　宜在储罐下部最低液位以下设置双金属温度计，并应符合 SH/T 3007—2014《石油化工储运系统罐区设计规范》第 5.4.6 条“浮顶罐和内浮顶罐上的温度计，宜安装在罐底以上 700mm～1000mm 处。固定顶罐上的温度计，宜安装在罐底以上 700mm～1500mm 处”的规定。

4.2.1.7　介质含水并分层的储罐应设置油水界位测量仪表，可采用单独的测量仪表，也可采用与热电阻温度计集成的形式，信号直接接入储罐液位连续测量仪表计算实际液位。

4.2.1.8　储罐应设置用于密度计算的压力或差压变送器，取源口设置在正常操作的最低液位以下、油水界位以上，输出信号接入储罐液位连续测量仪表或储罐数据管理单元。

4.2.1.9　当采用静压法测量罐底压力计算液位时，应采用压力（或差压）变送器测量密度。

4.2.1.10　低压储罐及需要氮气等惰性气体密封的储罐，应在罐顶设置压力变送器测量压力，设置压力表就地测量压力。

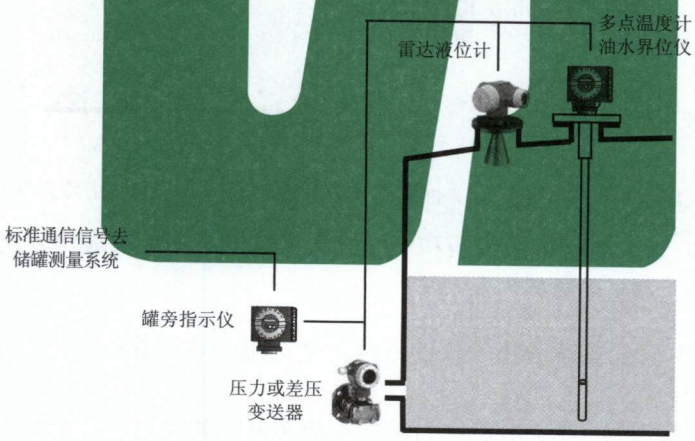
4.2.1.11　压力变送器和压力表不得共用同一取源接口。

4.2.1.12　固定顶罐和内浮顶罐等需要氮气等惰性气体密封时，应设置氮封阀或压力分程控制。

4.2.1.13　氮封阀氮气入口管道应设置压力表。

4.2.1.14　罐顶仪表应安装在罐顶平台附近，罐壁仪表应安装在扶梯所及之处，所有仪表应便于观察和维护。

4.2.1.15　计量级常压和低压储罐液位连续测量仪表信号连接见图 4.2.1.15。



注：本图是雷达液位计在计量级常压和低压储罐上应用的典型信号连接示意，仅以某产品为例绘制，不同产品可能有不同的连接方案。

图 4.2.1.15　计量级常压和低压储罐液位连续测量仪表信号连接示意

4.2.2 非计量级常压和低压储罐

4.2.2.1 容积大于 $100m^3$ 的储罐应在罐顶设置液位连续测量仪表，容积不小于 $1\times10^5m^3$ 的储罐宜设 2 套，液位连续测量仪表应配罐旁指示仪显示液位，应在控制系统中设置高、低液位报警。

4.2.2.2 应根据工艺要求在控制系统中设置高高、低低液位报警及联锁，信号所用的测量仪表应单独设置，宜采用连续测量仪表，也可采用液位开关；应设置高高液位联锁关闭罐进口管道开关阀、低低液位联锁停泵并关闭出口管道开关阀的控制方案，报警及联锁应在控制系统中实现。

4.2.2.3 非计量级储罐温度测量仅用于过程监测，宜设置单点热电阻配现场温度变送器，输出信号接入罐区控制系统。

4.2.2.4 宜在储罐下部最低液位以下设置双金属温度计，并应符合 SH/T 3007—2014《石油化工储运系统罐区设计规范》第 5.4.6 条“浮顶罐和内浮顶罐上的温度计，宜安装在罐底以上 700mm～1000mm 处。固定顶罐上的温度计，宜安装在罐底以上 700mm～1500mm 处。”的规定。

4.2.2.5 低压储罐及需要氮气等惰性气体密封的储罐，应在罐顶设置压力变送器测量压力，设置压力表就地测量压力。

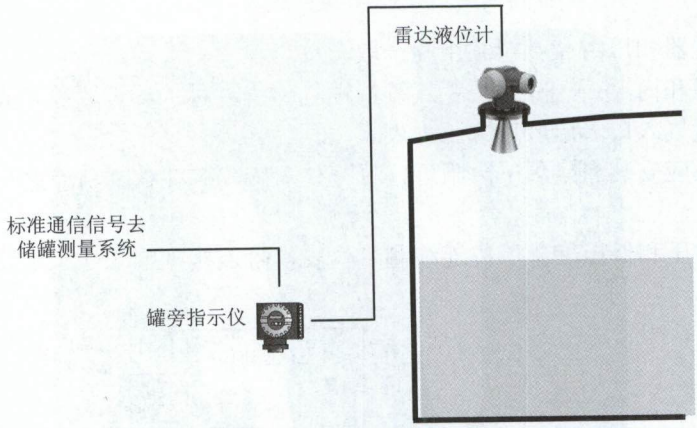
4.2.2.6 压力变送器和压力表不得共用同一取源接口。

4.2.2.7 固定顶罐和内浮顶罐等需要氮气等惰性气体密封时，应设置氮封阀或压力分程控制。

4.2.2.8 氮封阀氮气入口管道应设置压力表。

4.2.2.9 罐顶仪表应安装在罐顶平台附近，罐壁仪表应安装在扶梯所及之处，所有仪表应便于观察和维护。

4.2.2.10 非计量级常压和低压储罐液位连续测量仪表信号连接见图 4.2.2.10。



注：非计量级常压和低压储罐不设多点温度计、油水界位仪和用于密度计算的压力或差压变送器。

图 4.2.2.10 非计量级常压和低压储罐液位连续测量仪表信号连接示意

4.2.3 计量级压力储罐

4.2.3.1 应在罐顶设置 2 套配备罐旁指示仪的液位连续测量仪表，其中一套用于在控制系统中设置高、低液位报警。

4.2.3.2 应根据工艺要求在控制系统中设置高高液位报警及联锁关闭储罐进料管道开关阀的控制方案，信号采用上述另一套液位连续测量仪表；当需要第三套液位仪表时，宜采用连续测量仪表，也可采用液位开关。

4.2.3.3 当需要测量油品的标准体积、标准密度时，应设置多点热电阻温度计或单点热电阻温度计，测量并计算罐内油品的平均温度，输出信号直接接入储罐液位连续测量仪表。

4.2.3.4 计量级储罐应设置多点热电阻温度计，安装于罐顶，宜按照储罐有效高度范围内每 3m 等间距平均布置的方式确定测温点数，多点温度检测元件的最少点数应符合本规范表 4.2.1.4 的规定；当储罐容积小于 159m^{3}或罐高小于 3m 时，应设置单点热电阻温度计，安装于罐下部。

4.2.3.5 热电阻温度计可单独设置，也可采用与油水界位测量集成的形式。

4.2.3.6 应在储罐下部最低液位以下设置双金属温度计。

4.2.3.7 介质含水并分层的储罐应设置油水界位测量仪表，可采用单独的测量仪表，也可采用与热电阻温度计集成的形式，信号直接接入储罐液位连续测量仪表计算实际液位。

4.2.3.8 储罐可根据需要设置用于密度计算的差压或压力变送器或其他形式的密度计，取源口设置在正常操作的最低液位以下、油水界位以上，输出信号接入储罐液位连续测量仪表或储罐数据管理单元。

4.2.3.9 应在罐顶设置 2 台压力变送器测量压力，并在控制系统中设置压力报警，设置压力表就地测量压力。

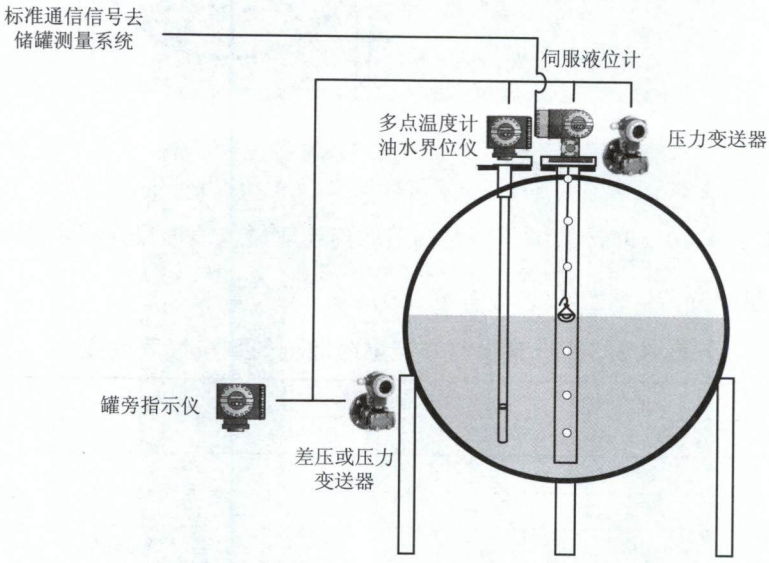
4.2.3.10 压力变送器和压力表不得共用同一取源接口。

4.2.3.11 球罐需要氮气等惰性气体密封时，应设置压力分程控制。

4.2.3.12 如需要就地液位指示仪表，不应采用玻璃板液位计。

4.2.3.13 罐顶仪表应安装在罐顶平台附近，罐壁仪表应安装在扶梯所及之处，所有仪表应便于观察和维护。

4.2.3.14 计量级压力储罐液位连续测量仪表信号连接见图 4.2.3.14。



注：本图是伺服液位计在计量级压力储罐上应用的典型信号连接示意，仅以某产品为例绘制，不同产品可能有不同的连接方案。

图 4.2.3.14 计量级压力储罐液位连续测量仪表信号连接示意

4.2.4 非计量级压力储罐

4.2.4.1 应在罐顶设置 2 套配备罐旁指示仪的液位连续测量仪表，其中一套用于在控制系统中设置高、低液位报警。

4.2.4.2 应根据工艺要求在控制系统中设置高高液位报警及联锁关闭储罐进料管道开关阀的控制方案，信号采用上述另一套液位连续测量仪表；当需第三套液位仪表时，宜采用连续测量仪表，也可采用液位开关。

4.2.4.3 非计量级储罐温度测量仅用于过程监测，宜设置单点热电阻配现场温度变送器，输出信号直接接入罐区控制系统。

4.2.4.4　应在储罐下部最低液位以下设置双金属温度计。

4.2.4.5　应在罐顶设置2台压力变送器测量压力，并在控制系统中设置压力报警，设置压力表就地测量压力。

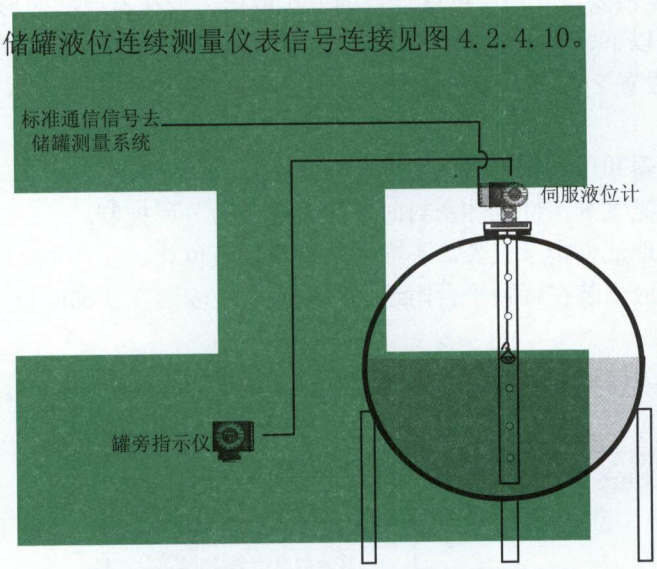
4.2.4.6　压力变送器和压力表不得共用同一取源接口。

4.2.4.7　球罐需要氮气等惰性气体密封时，应设置压力分程控制。

4.2.4.8　如需要就地液位指示仪表，不应采用玻璃板液位计。

4.2.4.9　罐顶仪表应安装在罐顶平台附近，罐壁仪表应安装在扶梯所及之处，所有仪表应便于观察和维护。

4.2.4.10　非计量级压力储罐液位连续测量仪表信号连接见图4.2.4.10。



注：非计量级压力储罐不设多点温度计、油水界位仪和用于密度测量的差压或压力变送器。

图4.2.4.10　非计量级压力储罐液位连续测量仪表信号连接示意

4.2.5　计量级和非计量级储罐的测量仪表设置见表4.2.5。

表4.2.5　计量级和非计量级储罐的测量仪表设置

测量仪表	计量级储罐		非计量级储罐		说明
	常压低压	压力	常压低压	压力	
双金属温度计	√	√	√	√	
单点温度	√	√	√	√	见4.2.1.3、4.2.2.3、4.2.3.3、4.2.4.3
多点温度	√	√			用于计算平均温度
油水界位	√	√			介质含水并分层时设置
压力表	√	√	√	√	低压、压力储罐设置，常压储罐不设置
压力变送器	√	√	√	√	低压、压力储罐设置，常压储罐不设置
压力或差压变送器	√	√			高精度，密度测量设置
液位连续仪表	√	√	√	√	配罐旁指示仪
液位开关	√	√	√	√	可采用连续测量仪表
液位就地指示					根据工艺需要设置
氮封阀或压力分程控制					根据工艺需要，氮气密封储罐设置

4.3　储罐计量系统

4.3.1　储罐计量系统的目的及用途

4.3.1.1　用于计量交接、贸易结算、物料平衡等需要精确测量和库存管理的罐区设计应包括储罐计量系统。

4.3.1.2　储罐计量应采用精确测量的油品存量数据，存量可以是质量，也可以是体积，或两者兼顾。

4.3.2　储罐计量系统的功能

4.3.2.1　储罐计量系统应具备所需要的精度。

4.3.2.2　储罐计量系统应能与 DCS、PLC、SCADA 及罐区生产管理系统 TMES 连网集成，共享数据。

4.3.2.3　所有测量数据和计算结果应能在储罐计量系统的操作站集中显示，应有相应的流程操作画面满足计量交接、贸易结算、库存控制与管理、油品输送、生产调度、物料平衡、产品购销等方面的需要。

4.3.3　储罐计量方法及仪表设置

4.3.3.1　储罐计量系统设计应根据需求设计合理的技术方案，选择合适的计量方法，常用的计量方法有混合法、体积法和静压法等。

4.3.3.2　混合法（HTMS）应采用连续的液位、密度、温度和界位测量，实现精确的质量和体积计量，可适用于密度分层、含水分层、温度变化等工况，以及要求高精度计量的大容量储罐。

4.3.3.3　混合法的测量变量应包括：连续液位、多点温度、压力或差压（密度）、油水界位等。

4.3.3.4　体积法可用于储罐的质量计量，不适用于密度分层、含水并分层的介质。

4.3.3.5　体积法的测量变量应包括：连续液位、多点温度、油水界位等。

4.3.3.6　静压法（HTG）储罐计量可适用于计量精度不高、介质密度均匀的小容量储罐，不适用于密度分层、含水分层的工况。

4.3.3.7　静压法储罐计量应根据储罐压力设置压力变送器，常压储罐应设 2 台，低压储罐应设 3 台。

4.3.3.8　采用混合法、体积法、静压法储罐计量所用的测量仪表精度应满足本规范 5.1 条、5.2 条和 5.3 条的规定。

4.3.4　储罐计量系统的设计方案

4.3.4.1　储罐计量系统的简单计算可在自动控制系统中实现，复杂计算宜采用服务器配备专用的储罐计量软件。

4.3.4.2　所有参与运算的实测过程变量应通过储罐信号通信单元（TCU）以标准协议通信方式传到储罐计量系统的储罐数据管理单元（TMU），采用罐容积表（TCT）、石油计量表等辅助数据表，进行运算处理，得出储罐油品的体积和质量的存量数据。

4.3.4.3　用自动控制系统实现的储罐计量系统可采用图 4.3.4.3 的方案。

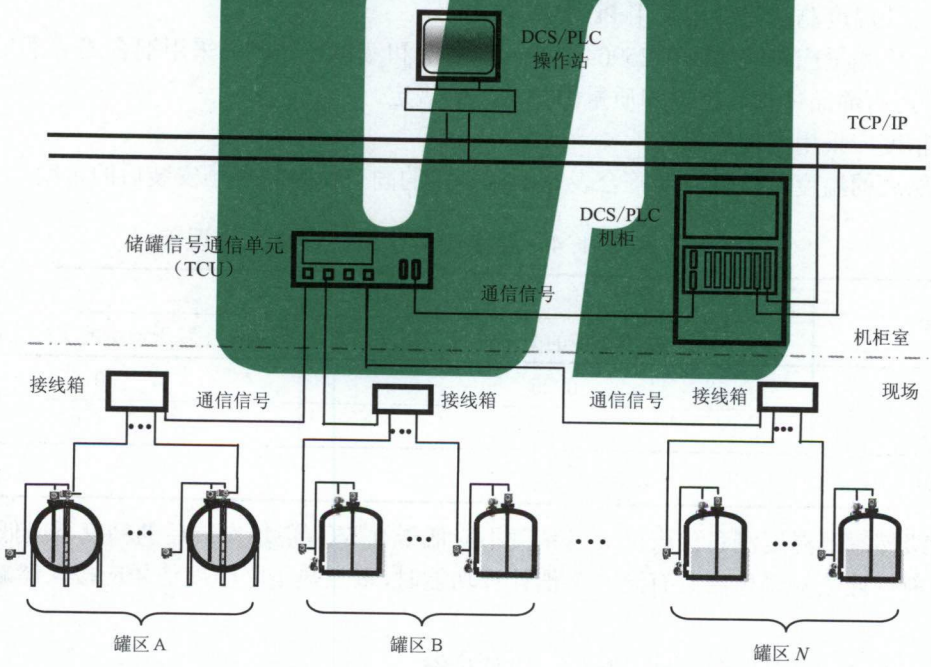


图 4.3.4.3　采用自动控制系统实现的储罐计量系统

4.3.4.4 用服务器配备专用的储罐计量软件实现的储罐计量系统可采用图 4.3.4.4 的方案。

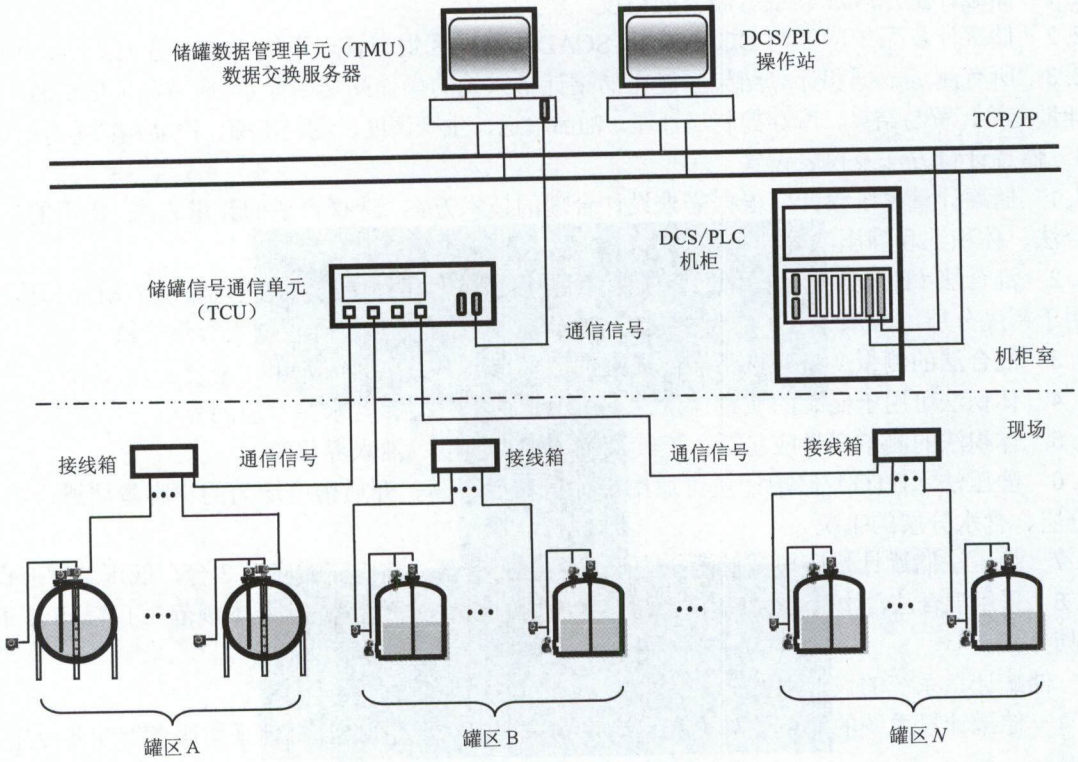


图 4.3.4.4 采用服务器实现的储罐计量系统

5 罐区自动化仪表及工程设计

5.1 温度仪表

5.1.1 远传信号的温度测量元件应采用 Pt100 铂热电阻。

5.1.2 储罐的温度测量应符合 GB/T 25964—2010《石油和液体石油产品采用混合式油罐测量系统测量立式圆筒形油罐内油品体积、密度和质量的方法》的规定。

5.1.3 热电阻精度应采用允差等级 A。

5.1.4 计量级储罐的温度测量仪表应符合表 5.1.4 规定的固有精度和现场安装后的精度。

表 5.1.4 温度测量仪表的最大允许误差

单位为℃

精度类型	最大允许误差	
	基于体积的交接计量	基于质量的交接计量
固有精度	0.25	0.5
安装后的精度	0.5	1.0
注：本表摘自 GB/T 25964—2010 中 5.4.2 表 3。		

5.1.5 非计量级储罐的温度测量仪表的固有精度不应低于 0.5℃，现场安装后的精度不应低于 1.0℃。

5.1.6 当储罐液位连续测量仪表具有温度补偿计算功能时，多点热电阻温度信号应接入储罐液位连续测量仪表。

5.1.7 非计量用的单点温度测量宜配用现场温度变送器。

5.2 压力仪表

5.2.1 压力储罐的压力测量应采用压力变送器。

5.2.2 低压储罐的压力测量可采用压力或差压变送器。

5.2.3 用于储罐油品密度计算的压力或差压测量应符合 GB/T 25964—2010《石油和液体石油产品采用混合式油罐测量系统测量立式圆筒形油罐内油品体积、密度和质量的方法》的规定。

5.2.4 计量级储罐的压力测量仪表最大允许误差应符合表 5.2.4 的规定。

表 5.2.4 压力变送器的最大允许误差

精度类型		最大允许误差	
		基于体积的交接计量	基于质量的交接计量
P1	零点误差	100Pa	50Pa
	线性误差	读数的 0.1%	读数的 0.07%
P3	零点误差	40Pa	24Pa
	线性误差	读数的 0.5%	读数的 0.2%

注 1：P1 为安装于罐下部用于密度测量的压力变送器。

注 2：P3 为安装于罐顶气相的压力变送器。

注 3：本表摘自 GB/T 25964—2010 中 5.3.1 表 2。

5.2.5 非计量级储罐的压力测量仪表的最大允许误差应为：

1） 罐下部用于密度测量的压力变送器 P1：零点误差 150Pa，线性误差 0.2%；

2） 罐顶气相的压力变送器 P3：零点误差 60Pa，线性误差 1.0%。

5.2.6 当储罐液位连续测量仪表具有密度补偿计算功能时，用于计算介质密度的压力变送器信号应接入储罐液位连续测量仪表。

5.3 液位和界位仪表

5.3.1 一般规定

5.3.1.1 液位连续测量仪表可选用雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计、静压式液位计等。

5.3.1.2 液位开关类仪表可选用音叉开关、超声波开关、浮子式开关等，也可用液位连续测量仪表代替液位开关类仪表。

5.3.1.3 采用混合法测量系统的储罐液位测量应符合 GB/T 25964—2010《石油和液体石油产品采用混合式油罐测量系统测量立式圆筒形油罐内油品体积、密度和质量的方法》的规定。

5.3.1.4 计量级储罐的液位测量仪表的固有精度和安装后的精度应符合表 5.3.1.4 的规定。

表 5.3.1.4 液位测量仪表的最大允许误差

单位为 mm

精度类型	最大允许误差	
	基于体积的交接计量	基于质量的交接计量
固有精度	1	3
安装后的精度	4	12

注：本表摘自 GB/T 25964—2010 中 5.2.2 表 1。

5.3.1.5 非计量级储罐的液位测量仪表的固有精度不应低于 3mm，现场安装后的精度不应低于 12mm（用于体积）或 25mm（用于质量）。

5.3.2 雷达液位计

5.3.2.1 重质油品、轻质油品、烃类液态物料、产品等介质的储罐液位连续测量宜选用雷达液位计。

5.3.2.2 雷达天线的选择应根据测量精度、测量范围、储罐类型和介质特性综合考虑。雷达天线形式的参考选型和适用条件参见表 5.3.2.2

表 5.3.2.2 雷达天线形式的参考选型和适用条件

雷达天线形式	储罐类型					特点	安装要求	适用介质
	浮顶罐	内浮顶罐	固定顶罐	球罐	卧罐			
平面	√	√	√	√		不受挂料、焊缝、毛刺等影响。适用于多种介质和储罐	配导波管； LPG 球罐配全通径球阀	原油、重质油、轻质油和其他成品油、LPG 等； 非腐蚀性化工品
抛物面			√			测量范围大，稳定性好，天线尺寸最大	测量空间应无障碍； 安装在人孔盖上	重质油、燃料油、硫黄、沥青等较高温度下易在天线上附着结焦的工况
喇叭		√	√	√		因储罐或安装管嘴尺寸的限制而无法采用抛物面天线的场合	无导波管； 测量空间应无障碍； 内浮顶罐宜选用天线反射装置	非高温重质油、轻质油、非腐蚀性化工品
杆式			√		√	不受冷凝、挂料影响；安装管嘴尺寸较小	测量空间应无障碍	腐蚀性介质、冷凝、挂料的工况

5.3.2.3 当储罐内液体介电常数低，导致雷达反射波减弱，或储罐内液体可能产生严重扰动的场合，应在储罐内设置导波管，将雷达天线安装在导波管内。

5.3.2.4 应根据雷达液位计的适用条件、规格、信号传输距离和电源情况选用 220VAC 或 24VDC 供电。

5.3.3 伺服液位计

5.3.3.1 轻质油品、非腐蚀性轻质烃类液态物料等储罐的液位连续测量宜采用伺服液位计，黏稠烃类不宜采用伺服液位计。

5.3.3.2 伺服液位计应随仪表带标定腔，需要导向管的应配缩径腔；压力储罐应在缩径腔和仪表之间配维修切断球阀。

5.3.3.3 应根据伺服液位计的适用条件、规格、信号传输距离和电源情况选用 220VAC 或 24VDC 供电。

5.3.4 磁致伸缩液位计

5.3.4.1 轻质油品、非腐蚀性轻质烃类液态物料等储罐的液位连续测量可采用磁致伸缩液位计，黏稠烃类不应采用磁致伸缩液位计。

5.3.4.2 采用磁致伸缩液位计作为储罐计量仪表时，宜选择液位、界位、多点温度等多变量集成式产品，输出信号接入储罐信号通信单元 TCU。

5.3.4.3 磁致伸缩液位计用于内浮顶罐时，液位计应配备浮盘开口密封组件。

5.3.5 雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计的配套仪表

5.3.5.1 雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计应配罐旁指示仪，作为液位测量现场监视仪表。

5.3.5.2 雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计宜采用通信信号，配套的储罐信号通信单元 TCU 应冗余配置，并应安装在机柜室内。

5.3.5.3 当需要配置电涌防护器时，雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计宜配备内置的集成式电涌防护器。

5.3.5.4 雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计配置电涌防护器时，TCU 的信号输入端也应配置电涌防护器。

5.3.6 音叉液位开关

5.3.6.1 黏度较低的轻质油品固定顶罐宜采用音叉液位开关。

5.3.6.2 音叉液位开关应安装在能够接触被测介质的空间，并应避免与罐内的可移动部件碰撞。

5.3.6.3 运动黏度不小于 2000mm²/s 的介质，音叉测量元件不应安装在设备的取源接管内。

5.3.7 超声波液位开关

5.3.7.1 内壁无衬里和污垢层的各类液体碳钢储罐可采用外贴式超声波液位开关。

5.3.7.2 浮顶罐和重质油品储罐宜选用外贴式超声波液位开关。

5.3.7.3 液化烃球罐宜选用外贴式超声波液位开关。

5.3.7.4 超声波传感器的安装应确定传感器的测量方向在罐内没有管线和部件等障碍，并应避开罐壁焊缝。

5.3.8 油水界位测量

5.3.8.1 当计量级储罐存储介质可能含水并分层时，应设置油水界位测量仪表。

5.3.8.2 采用雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计时，储罐油水界位测量宜采用与多点温度计集成的缆式油水界位传感器，输出信号接入储罐液位连续测量仪表。

5.3.8.3 采用压力或差压变送器测量储罐液位时，储罐油水界位测量宜单独设置油水界位仪表。

5.3.8.4 单独设置的储罐油水界位测量仪表可采用电容式、射频导纳等仪表，也可采用其他适用的仪表。

5.3.8.5 计量级储罐油水界位测量的精度不应低于±2mm。

5.3.8.6 罐底排水油水界位测量应单独设置油水界位仪表，可采用电容式、射频导纳、浮力式等仪表，也可采用其他适用的仪表。

5.4 罐区开关阀

5.4.1 开关阀的设计选型原则

5.4.1.1 当罐区具备仪表空气气源时，应采用气动执行机构。

5.4.1.2 液化石油气罐区应采用气动执行机构。

5.4.1.3 当罐区不具备仪表空气气源时，应采用电动执行机构或电液执行机构。

5.4.1.4 需要确定的故障开关位置时，应采用弹簧返回式单作用气动执行机构或带气罐的双作用气动执行机构或带有储能元件的电液执行机构。

5.4.1.5 管线尺寸不小于 *DN*600 的场合，气动执行机构体积和质量较大，宜采用电动执行机构。

5.4.1.6 开关阀阀体的公称通径宜与工艺管道同口径。

5.4.1.7 开关阀的压力等级、管道连接形式、阀体材质应符合工艺管道的《管道材料等级规定》，阀内件材质和耐腐蚀性能不应低于《管道材料等级规定》。

5.4.1.8 开关阀的检查和测试、泄漏应符合 GB/T 13927—2008《工业阀门压力试验》C 级或 API 598《Valve Inspection and Testing》的规定。

5.4.1.9 用于双流向的开关阀应选用双向密封型阀内件。

5.4.1.10 开关阀可采用闸阀、球阀或蝶阀。

5.4.1.11 需要防火的开关阀的结构设计应符合 API 607《Fire Test for Quarter-Turn Valves and Valves Equipped With Nonmetallic Seats》或 API 6FA《Specification for Fire Test for Valves》。

5.4.1.12 需要防火的开关阀的电缆和执行机构应根据具体情况做防火设计。

5.4.1.13 用于联锁切断进料的紧急切断阀，应在火灾危险区外设置现场手动关阀按钮或开关，用于危险情况时现场手动操作。

5.4.2 气动执行机构

5.4.2.1 气动执行机构可采用单作用弹簧复位式执行机构，也可采用双作用执行机构。

5.4.2.2 除非工艺有特殊要求，气动执行机构的电磁阀不应带现场手动复位装置，应采用控制室逻辑复位。

5.4.2.3 气动执行机构应根据安全和工艺操作需要确定阀门的全开、全关、保位等故障安全位置。

5.4.2.4 阀位回讯开关可采用接近式开关，也可采用机械式开关。

5.4.2.5 气动执行机构上应带有阀位指示。

5.4.2.6 气动开关阀宜采用单作用执行机构，当采用双作用执行机构或采用单作用执行机构且阀门联锁位置与气源故障位置不一致时，应配备仪表风罐。

5.4.2.7 仪表风罐的容积应满足执行机构动作 2 个全行程所需的风量。

5.4.2.8 应合理规定气动开关阀的额定全行程时间，既要考虑储运工艺的需要，又不应因行程时间太短、阀门动作太快引起管道“水击”或震动，造成开关阀、管道损坏或缩短寿命，额定全行程时间不宜短于 10s×阀门通径 mm / 100mm。

5.4.3 电动执行机构

5.4.3.1 电动执行机构宜具备自诊断功能。

5.4.3.2 电动执行机构的信号应包括控制、阀位回讯、远程开阀和关阀、联锁动作、就地开阀和关阀、综合报警等。

5.4.3.3 电动执行机构可采用通信信号，也可采用常规信号。

5.4.3.4 电动执行机构应带现场操作开关。

5.4.3.5 电动执行机构应带现场显示单元。

5.4.3.6 电动执行机构应设置手轮。

5.4.3.7 应合理规定电动阀的额定全行程时间，应综合考虑储运工艺的需要和执行机构电机的速度特性，额定全行程时间不宜短于 20s×阀门通径 mm / 100mm。

5.4.3.8 当需要配置电涌防护器时，电动执行机构应配内置的集成式电涌防护器。

5.4.3.9 大型罐区和信号传输距离较远罐区的电动阀宜采用通信信号，配套的电动阀通信单元 MCU 应冗余配置，应安装在机柜室内。

5.4.3.10 电动执行机构配置电涌防护器时，MCU 的信号输入端应配置电涌防护器。

5.4.4 电液执行机构

5.4.4.1 电液执行机构应采用全封闭的集成式液压结构。

5.4.4.2 带有蓄能器的电液执行机构应具备阀门全开或全关的故障位置。

5.4.4.3 不带蓄能器的电液执行机构在供电正常时，宜具备阀门全开或全关的故障位置。

5.4.4.4 电液执行机构宜采用双作用执行机构。

5.4.4.5 电液执行机构应具备带锁定功能的手动操作装置，可以在现场通过手动方式操作阀门。

5.4.4.6 电液执行机构的蓄能器在执行机构的动力电源中断时，应能使阀门运行到故障安全位置，蓄能器的静态保压时间应不小于 48h。

5.4.4.7 电液执行机构宜具备自诊断功能。

5.4.4.8 电液执行机构的信号应包括控制、阀位回讯、远程开阀和关阀、联锁动作、就地开阀和关阀、综合报警等。

5.4.4.9 电液执行机构可采用通信信号，也可采用常规信号。

5.4.4.10 电液执行机构应带现场显示单元。

5.4.4.11 应合理规定电液执行机构阀的额定全行程时间，应综合考虑储运工艺的要求和执行机构的液压特性，额定全行程时间不宜短于 10s×阀门通径 mm / 100mm。

5.4.4.12 当需要配置电涌防护器时，电液执行机构应配内置的集成式电涌防护器。

5.4.4.13 大型罐区和信号传输距离较远罐区的电液阀宜采用通信信号，配套的电动阀通信单元 MCU 应冗余配置，应安装在机柜室内。

5.4.4.14 电液执行机构配置电涌防护器时，MCU 的信号输入端应配置电涌防护器。

5.4.5 储罐氮封阀

5.4.5.1 对固定顶罐、内浮顶罐等存储易挥发类液体的常压、低压储罐，氮气密封系统应设置氮封阀。

5.4.5.2 氮封阀型式应为减压式外取压阀后压力控制型。

5.4.5.3 氮封阀应安装在尽量靠近罐顶入口的氮气管线上，外取压管线的取源点宜设在罐顶，以便检测罐内的真实压力。

5.4.5.4 氮封阀压力设定点应为储罐正常操作压力，压力设定值可调范围的选择应使设定点处于范围的中段，并应能覆盖最大操作压力。

5.5 仪表防爆与防护

5.5.1 仪表防爆

用于爆炸危险场所的所有电动仪表应符合对应爆炸危险场所的防爆标准，并取得中国国家级或国际防爆检验机构颁发的防爆合格证。

5.5.2 仪表防护

现场仪表的外壳防护等级不应低于 GB 4208 规范的 IP65，地下安装的仪表防护等级应为 IP68。

5.6 仪表取源过程接口规格

5.6.1 储罐上安装的仪表应采用法兰连接，法兰密封面形式应与设备法兰相匹配。

5.6.2 仪表及仪表过程连接法兰的压力等级应与设备压力等级相同或高于设备等级。

5.6.3 法兰材质应符合所在设备和安装管道的《管道材料等级规定》。

5.6.4 罐区过程接口具体规格应根据设计需要确定。

5.7 电缆

5.7.1 罐区的仪表电缆宜采用埋地方式敷设，应符合 SH/T 3019《石油化工仪表管道线路设计规范》。

5.7.2 罐区或局部不便于在地下敷设电缆的区域，应采用镀锌钢保护管或带盖板的全封闭具有防腐措施的金属电缆槽的方式敷设，不应采用非金属材料的保护管或电缆槽。

5.7.3 仪表电缆选型应符合 SH/T 3019《石油化工仪表管道线路设计规范》。

5.7.4 通信信号电缆应采用屏蔽双绞通信电缆，并应适用于相应的通信信号以及通信距离。

5.8 供电

5.8.1 控制系统供电

5.8.1.1 罐区控制系统和仪表交流、直流供电应符合 SH/T 3082《石油化工仪表供电设计规范》。

5.8.1.2 控制系统供配电还应符合 SH/T 3092—2013《石油化工分散控制系统设计规范》。

5.8.1.3 非过程控制相关系统的设备不得使用控制系统交流配电柜的电源。

5.8.2 现场交流供电仪表

5.8.2.1 现场仪表需采用 380VAC、220VAC 电源时，为保证用电安全，应由现场提供并按照相应的电气专业规范设计交流供、配电。

5.8.2.2 不宜采用从控制室、机柜室的仪表配电柜向现场仪表交流供电的方式。

5.8.2.3 电动执行机构及电液执行机构应采用 380VAC，3 相，50Hz，一级负荷电源供电，应采用现场供配电方式，电源系统的设计应符合 SH/T 3038《石油化工装置电力设计规范》的规定。

5.8.2.4 采用 220VAC 电源供电的雷达液位计、伺服液位计，应为一级负荷。

5.8.2.5 现场分析仪表、质量流量计等采用 220VAC 电源供电的仪表，应为一级负荷。

5.8.3 现场直流供电仪表

现场仪表采用直流供电时，不应超过仪表的 24VDC 供电有效距离，否则应采用 220VAC 供电方案。

5.9 供气

5.9.1 罐区仪表供气应符合 SH/T 3020—2013《石油化工仪表供气设计规范》。

5.9.2 罐区应采用分散供气方式，即每个供气点前设置独立的空气过滤器减压阀。

5.9.3 仪表供风管线宜采用镀锌钢管，螺纹镀锌管件连接，经过气源球阀后以及过滤器减压阀后宜采用不锈钢 Tube 管及管件。

6 罐区自动控制系统

6.1 自动控制系统

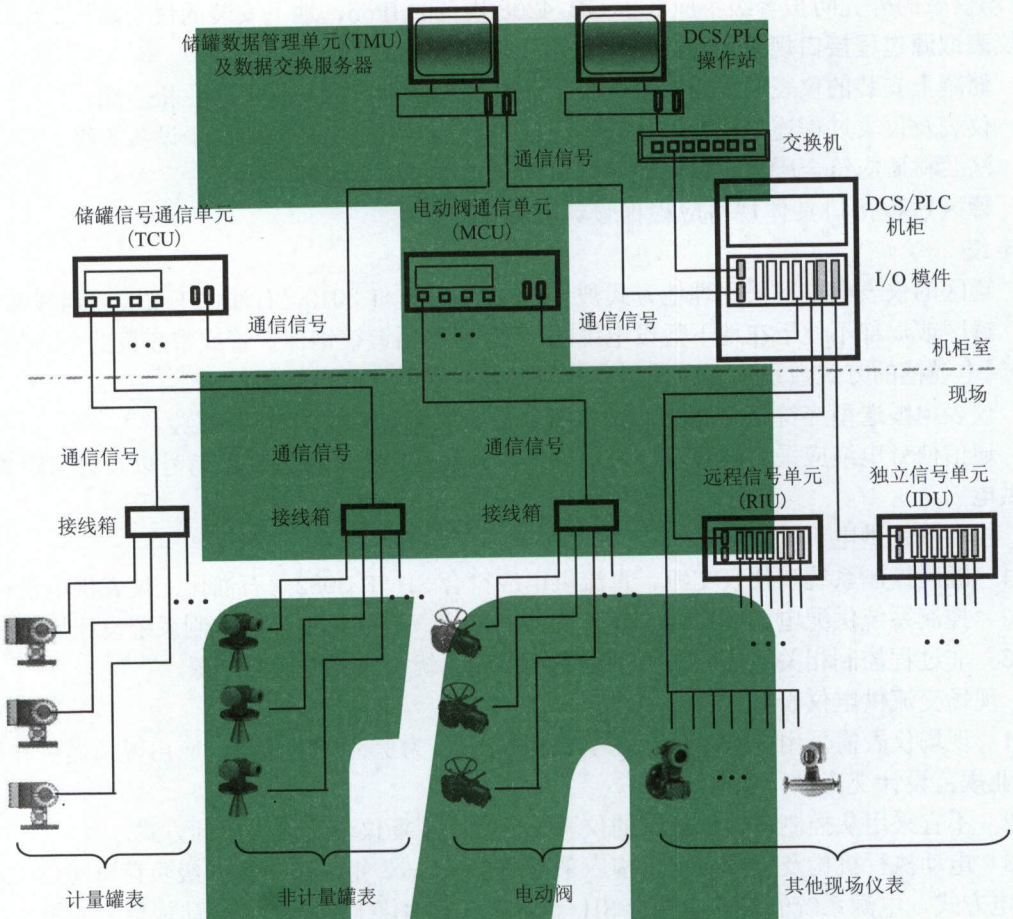
6.1.1 罐区自动控制系统应具备罐区运行的过程控制、信号检测、数据处理、记录存储、人机接口、生产操作、报表、数据服务等功能。

6.1.2　罐区自动控制系统应采用 DCS、SCADA、PLC 等控制系统，小型罐区、分散的、远距离的罐区也可以采用小型控制系统。

6.1.3　计量级储罐的雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计的信号可接入专用的储罐数据管理单元 TMU 进行罐容计算和管理，也可接入自动控制系统，在 DCS 中通过组态实现。

6.2　过程信号的连接方案

6.2.1　过程信号的连接方案见图 6.2.1。



注：图中过程信号可分为以下 6 类：

1. 储罐液位仪表信号；
2. 电动阀信号；
3. 直接进入控制系统 I/O 单元的过程检测信号；
4. 经控制系统的远程信号单元 RIU 的过程检测信号；
5. 经独立信号单元 IDU 的过程检测信号；
6. 其他通信信号，例如：储罐数据管理单元（TMU）与 DCS 之间的通信信号、系统内部 OPC 通信方式的信号等。

图 6.2.1　过程信号连接方案结构

6.2.2　储罐液位仪表信号

6.2.2.1　计量级储罐的液位、多点温度、油水界位、密度等信号应直接接入储罐液位连续测量仪表，转换成通信信号，通过储罐信号通信单元接入储罐数据管理单元或罐区自动控制系统。

6.2.2.2　非计量级储罐的液位连续测量仪表宜采用通信信号，通过储罐信号通信单元接入储罐数据管理单元或罐区自动控制系统；对于仅需要液位测量，而不做罐容计算和库存管理的场合也可采用常规

信号，接入罐区自动控制系统。

6.2.2.3　电动阀控制及状态信号宜采用通信信号，通过电动阀通信单元接入罐区自动控制系统，也可采用常规信号，接入罐区自动控制系统。

6.2.2.4　传输距离较近的常规仪表信号，应直接接入自动控制系统的 I/O 模件。

6.2.2.5　传输距离较远的常规仪表信号，宜通过自动控制系统的远程信号单元接入，远程信号单元应安装在机柜室或具有相应防护功能的现场机柜或模件箱内。

6.2.2.6　特殊需要的场合，常规仪表信号也可通过独立信号单元接入自动控制系统，独立信号单元安装在机柜室或具有相应防护功能的现场机柜或模件箱内。

6.3　储罐液位仪表的信号连接

6.3.1　储罐信号通信单元

6.3.1.1　雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计宜采用通信信号；大型罐区和信号传输距离较远的场合应采用通信信号；通信信号宜采用与雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计配套的储罐信号通信单元，也可采用标准通信接口和通用通信协议。

6.3.1.2　储罐信号通信单元与控制系统的通信应采用冗余配置，应配备内置式电涌防护器，应至少兼容 Modbus-RTU、Profibus-DP、TCP/IP 通信方式。

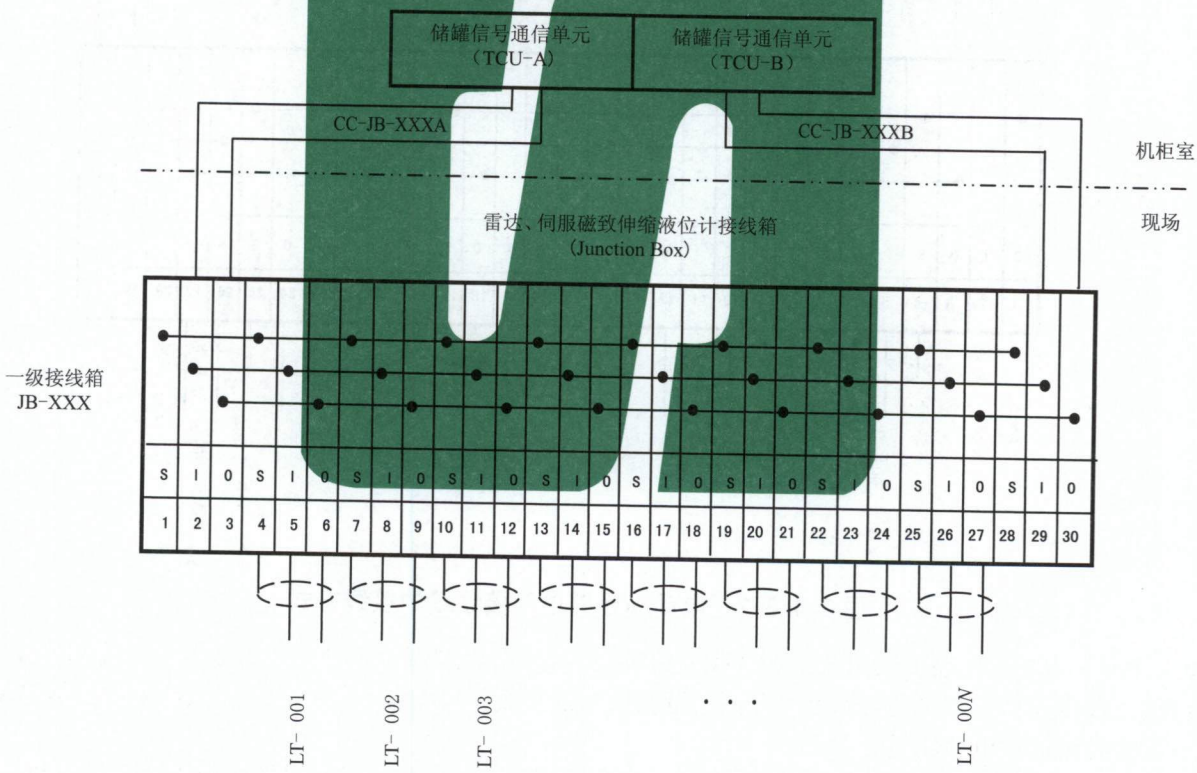
6.3.1.3　储罐信号通信单元宜按罐区的分布、运行管理归属关系以及液位计的数量规划设置。

6.3.1.4　每套储罐信号通信单元配置的通信通道应≤4 个，每个通道连接的仪表数量应≤8 台，同时储罐信号通信单元连接仪表的总数量不应超过通信单元能力的 70%。

6.3.2　信号连接方案

6.3.2.1　雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计与配套的储罐信号通信单元的连接路径可根据情况选择环形、树形、混合等。

6.3.2.2　应在罐区适当位置设置现场接线箱，将附近同一通信线路上的液位仪表接线汇集到接线箱，在接线箱中并联接线，再将通信电缆接到储罐信号通信单元，接线箱的典型接线方式见图 6.3.2.2。


储罐信号通信单元
（TCU-A）
储罐信号通信单元
（TCU-B）
CC-JB-XXXA
CC-JB-XXXB
机柜室
现场
雷达、伺服磁致伸缩液位计接线箱
(Junction Box)
一级接线箱
JB-XXX
S I O S I O S I O

6.3.2.3　当多组储罐液位仪表共用一个储罐信号通信单元的通道并且距离较远时，为便于线路安排和敷设，可增设二级接线箱，各液位仪表的信号分别就近接入一级接线箱和二级接线箱，二级接线箱的通信电缆经一级接线箱接到储罐信号通信单元。

6.3.2.4　储罐信号通信单元宜安装在机柜室，特殊需要时也可安装在适合现场环境的现场机柜内。

6.4　电动控制阀的信号连接

6.4.1　电动阀通信单元

6.4.1.1　除特殊需要，大型罐区和信号传输距离较远的电动阀应采用通信信号；通信宜采用与电动阀配套的电动阀通信单元，也可采用标准通信接口和通用通信协议。

6.4.1.2　电动阀通信单元与控制系统的通信应采用冗余配置，应配备内置式电涌防护器，应至少兼容Modbus-RTU、Profibus-DP、TCP/IP 通信方式。

6.4.1.3　宜按罐区的分布、运行管理归属关系以及电动阀的数量规划设置电动阀通信单元。

6.4.1.4　每套电动阀通信单元配置的通信通道应≤4 个，每个通道连接的仪表数量应≤15 台，同时电动阀通信单元连接仪表的总数量不应超过通信单元能力的 70%。

6.4.2　信号连接方案

6.4.2.1　电动阀与配套的电动阀通信单元的连接路径可根据情况选择环形、树形、混合等。

6.4.2.2　应在罐区适当位置设置现场接线箱，将附近同一通信线路上的电动阀接线汇集到接线箱，在接线箱中并联接线，再将通信电缆接到电动阀通信单元，接线箱的典型接线方式见图 6.4.2.2。

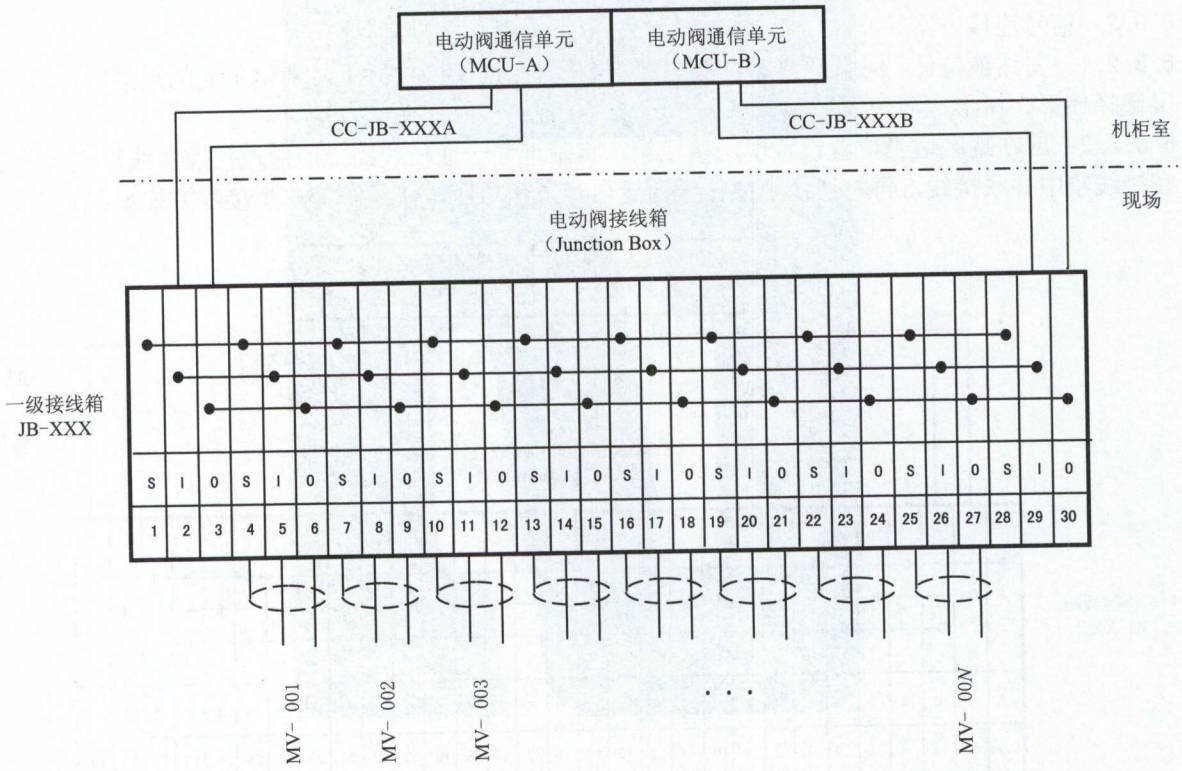


图 6.4.2.2　电动阀通信单元接线箱的接线方式

6.4.2.3　当多组电动阀共用一个电动阀通信单元的通道并且距离较远时，为便于线路安排和敷设，可增设二级接线箱，各电动阀的信号分别就近接入一级接线箱和二级接线箱，二级接线箱的通信电缆经一级接线箱接到电动阀通信单元。

6.4.2.4　电动阀通信单元宜安装在机柜室，特殊需要时也可安装在适合现场环境的现场机柜内。

6.5　罐区库存数据的统计和管理

6.5.1 罐区管理系统应具备库存统计和信息管理功能，有多个罐区的工厂，宜设计和配备专用商业软件的罐区库存统计和信息管理系统。

6.5.2 库存统计和信息管理系统应至少具备下列功能：

a） 记录现场的液位、温度、压力、静压、密度、水位、报警等储罐过程数据，存入罐区管理系统数据库，并能按照管理需要进行计算、统计等数据处理；

b） 提供储罐参数基础数据管理及维护功能；

c） 根据储罐过程检测数据，结合罐容积表、石油计量表、化验室采样分析等相关数据计算储罐的实际库存量；

d） 实时计算各储罐、各品种的库存量，综合统计出全罐区的总库存量；

e） 建立全厂油品储运的进、出、库存、运输数据库，适应计划调度、统计查询的需要；

f） 支持电子表格数据交换，将数据库的实时和历史数据按用户定义显示在 Excel 表格中，生成报表、报告等；

g） 提供在控制系统操作站或服务器上运行的人机操作界面，监测储罐的操作状态、测量值、报警、存量、作业进程等操作数据，显示储罐的静态、动态和历史数据；

h） 具备与其他系统如：罐存信息系统、输送订单管理、输送自动化、油品调和优化及管理、化验室分析等的硬件、软件接口。

6.5.3 控制室内的储罐数据管理单元（TMU），用于储罐液位系统测量数据的相应计算，提供罐区库存统计和信息管理的基础数据，储罐数据管理单元（TMU）采用通信方式与DCS连接。

6.5.4 库存统计和信息管理系统宜采用图 6.5.4 的基本结构。

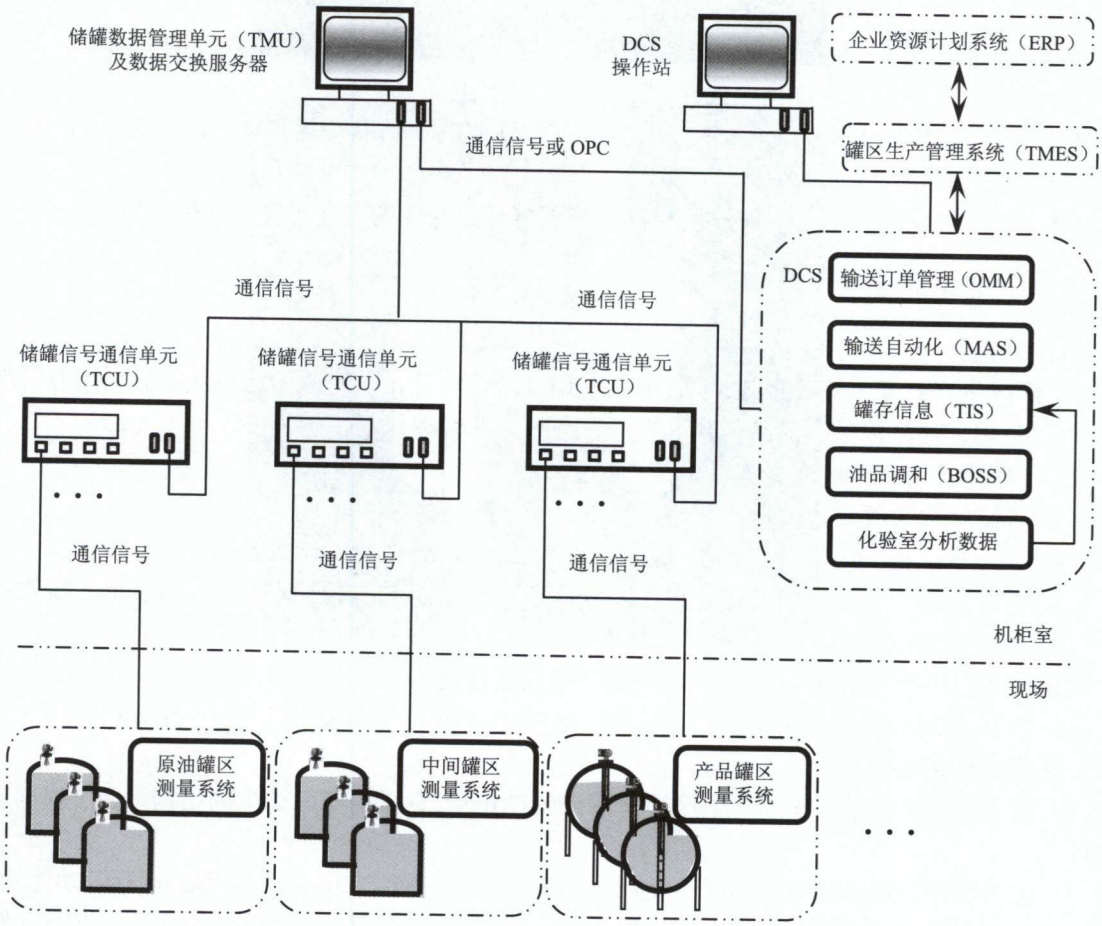


图6.5.4 库存统计和信息管理系统的基本结构

7 罐区安全防护

7.1 罐区安全设计

7.1.1 需要采用安全仪表系统的场合，应符合 GB/T 50770—2013《石油化工安全仪表系统设计规范》的规定。

7.1.2 罐区应根据 SH/T 3007—2014、SH 3136—2003 的有关规定和工艺专业的要求设置报警及联锁。

7.1.3 为防止储罐冒罐和抽空等事故，应根据 4.2 条的规定设置液位联锁。

7.2 可燃气体和有毒气体报警系统

可燃气体和有毒气体报警系统的设计应符合 GB 50493《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》的规定。

7.3 罐区仪表系统的雷电防护

7.3.1 罐区仪表系统雷电防护设计

7.3.1.1 罐区宜实施仪表系统防雷工程，在可能遭受严重雷害的地区，罐区应实施仪表系统防雷工程。

7.3.1.2 罐区仪表系统防雷工程的设计应符合 SH/T 3164—2012《石油化工仪表系统防雷设计规范》的规定。

7.3.2 仪表系统防雷工程实施

7.3.2.1 实施仪表系统防雷工程的罐区，所有现场电信号仪表和控制室信号端均应设置电涌防护器。

7.3.2.2 雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计等仪表信号线路的现场端和控制室信号接收端，包括储罐信号通信单元均应设置电涌防护器。

7.3.2.3 雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计等仪表 24VDC 供电线路的现场端和控制室端均应设置电涌防护器，220VAC 供电线路的现场端宜设置电涌防护器。

7.3.2.4 电动阀执行机构、电液阀执行机构等信号线路的现场端和控制室端，包括电动阀通信单元均应设置电涌防护器。

7.3.2.5 电动阀执行机构、电液阀执行机构等供电线路的现场端宜设置电涌防护器。

8 罐区生产管理系统

8.1 基本功能

8.1.1 罐区生产管理系统（TMES）宜配备专用商品化软件，以适应储运系统的罐区库存管理、油品收发订单管理、油品输送、油品调和等生产业务对生产管理自动化的需要。

8.1.2 罐区生产管理系统应具备以下基本功能：

a） 各罐区油品收发、输送、转储、存量、统计和计量；

b） 全厂罐区统一的综合信息集成，显示记录、数据处理及统计报表；

c） 各管理部门对罐区的设备管理、库存管理、产品输送、汽车装车、火车装车、绩效考核等各项管理调度操作；

d） 连接工厂管理网和过程控制网，进行双向数据交换，实现数据共享；

e） 支持实时数据库，历史数据库，工厂数据库，为生产计划、调度管理建立相关数据库。

8.2 系统的基本结构

8.2.1 罐区自动控制系统及罐区生产管理系统（TMES）宜采用图 8.2.1 的结构，并可根据实际需要配备。

8.2.2 罐区生产管理系统应在罐区自动控制系统上实现，应在相应的服务器上运行各功能软件。

8.2.3 罐区生产管理系统应根据工厂管理、储运生产的需要、罐区规模等配置硬件、软件、网络和服务设备。

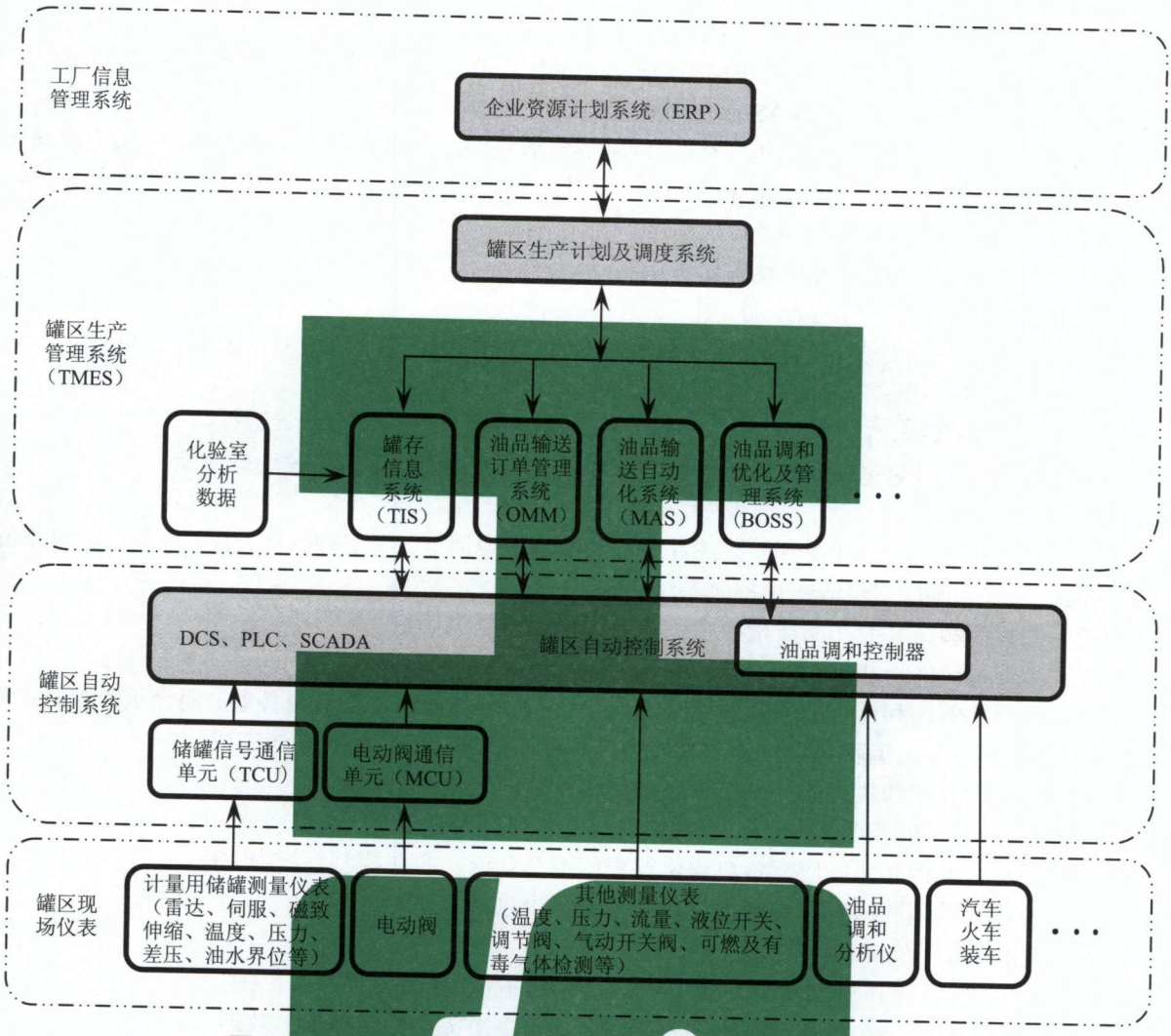


图 8.2.1　罐区自动控制系统及罐区生产管理系统基本结构

8.2.4　罐区生产管理系统应与企业资源计划系统连接。

8.3　系统的组成及功能

8.3.1　罐存信息系统（TIS）

8.3.1.1　罐存信息系统应能采集、计算、维护所有与储罐管理和业务运行有关的信息，包括静态（配置）数据、动态（操作）数据、罐存量计算数据、运行状态、储罐历史数据等。

8.3.1.2　罐存信息系统应能接收来自化验室的油品性质分析数据，用于本规范 4.3.3 条所述的相应计量方法进行罐存量计算。

8.3.1.3　罐存信息系统软件应具备与其他系统的数据接口和报表功能，包括：

a）与过程控制系统的接口；

b）与储罐测量系统的接口；

c）与化验室油品分析数据的接口；

d）与油品输送订单管理系统的接口；

e）与油品输送自动化系统的接口；

f）与油品调和控制器的接口；

g）与计划调度系统的接口。

8.3.2　油品输送订单管理系统（OMM）

8.3.2.1　油品输送应能通过订单管理系统实现统一管理，防止非计划操作。

8.3.2.2 油品收发订单或输送作业应确定每个输送任务的油品来源和目的地、品种、标号、数量、操作人员、有效时间等，订单管理应具备根据指令允许启动操作的功能，并跟踪、记录作业全过程执行信息。

8.3.3 油品输送自动化系统（MAS）

8.3.3.1 罐区生产中的收油、发油、存储、倒罐等应通过油品输送自动化系统实现，可采用商品化的软件，输送过程应设置自动化仪表监控及联锁，在控制系统中操作，输送路线应具备自动化条件，不宜采用手工操作输送方式。

8.3.3.2 油品输送自动化软件应具备如下功能：

a） 接受操作任务或调度指令；

b） 根据油品输送任务自动检查输入和输出的合法性；

c） 全程监视、跟踪、记录输送操作及订单完成情况；

d） 统计输送数据，罐存量数据，为全厂物料平衡提供罐区的综合统计数据。

8.3.3.3 油品输送自动化软件宜具备条件检查判断功能，并可具备多路径选择功能。

8.3.4 油品储罐调和

8.3.4.1 储罐调和过程中涉及到储罐的计量、泵出口压力调节、调节阀、开关阀、流量计、调和泵等设备的监控操作和顺序启停等应由控制系统实施。

8.3.4.2 储罐调和最终的产品质量应由化验室采样化验结果确定。

8.3.5 油品管道比例调和

8.3.5.1 管道比例调和过程中涉及到储罐的计量、各组分油及添加剂流量控制、混合压力控制、调节阀、开关阀、流量计、调和泵等设备的监控操作和顺序启停等应由控制系统完成。

8.3.5.2 管道比例调和最终的产品质量应由化验室采样化验结果确定。

8.3.6 油品在线自动调和

8.3.6.1 在线自动调和系统应配备自动化仪表监控及联锁，应在控制系统中完成。

8.3.6.2 在线自动调和应配备的测量仪表和控制至少包括：

a） 各组分油及添加剂流量控制；

b） 各组分油及调和油的性质检测，可采用在线油品质量分析仪。

8.3.6.3 分析仪应在一个测量分析周期内，同时测量多个流路的多项质量数据。

8.3.6.4 在线自动调和应采用商品化的油品调和及优化管理软件包，应具备如下功能和运行环境：

a） 多组分、多品种油品调和优化功能；

b） 多限制条件、多质量权重控制与优化功能；

c） 与调和控制器结合，具备多回路的流量控制功能，在控制系统的控制器中运行；

d） 多种油品调和方案及优化；

e） 调和方案自适应；

f） 罐存油品接续调和的质量补偿功能。

8.3.6.5 在线自动调和最终的产品质量应由油品质量分析确定。

8.3.7 油品调和及优化管理系统（BOSS）

油品调和及优化管理系统软件应具备与其他系统的数据接口和报表功能，包括：

a） 与罐存信息系统的接口，获取组分罐及产品罐的存量、罐容量以及油品的性质数据；

b） 与化验室油品分析数据的接口；

c） 与计划调度系统的接口；

d） 与调和控制器的接口；

e） 与控制系统的接口，用于油品调和操作站。

9 液化烃装车发运系统

9.1 火车装车设施

9.1.1 火车装车站设施

9.1.1.1 根据液化烃种类不同可采用顶部装车或顶部密闭装车方式。

9.1.1.2 火车装车站应设置操作室，室内应设装车操作站、装车业务管理站，应按照规定的流程对装车作业全过程进行监控管理。

9.1.1.3 装车操作站应实现装车作业的自动控制、报警、计量、记录，作业记录不能修改。

9.1.1.4 装车业务管理站应设置与客户的销售接口，所有装车内容、收发数据、销售信息均应在业务管理站自动记录，作业记录不能修改。

9.1.1.5 火车装车可采用批量控制器，也可采用自动控制系统直接控制。

9.1.1.6 火车装车应设有防溢液位开关、静电接地等安全作业检测功能，并应在控制设备中设置允许操作及联锁停止的功能。

9.1.1.7 火车装车计量可采用高精度电子动态轨道衡，也可采用流量计累积计量。

9.1.2 火车装车控制管理系统

9.1.2.1 火车装车控制管理系统应由现场自动化仪表、批量控制器、轨道衡和操作室内的自动控制系统和装车管理站等组成，典型的火车装车控制管理系统基本结构见图 9.1.2.1。

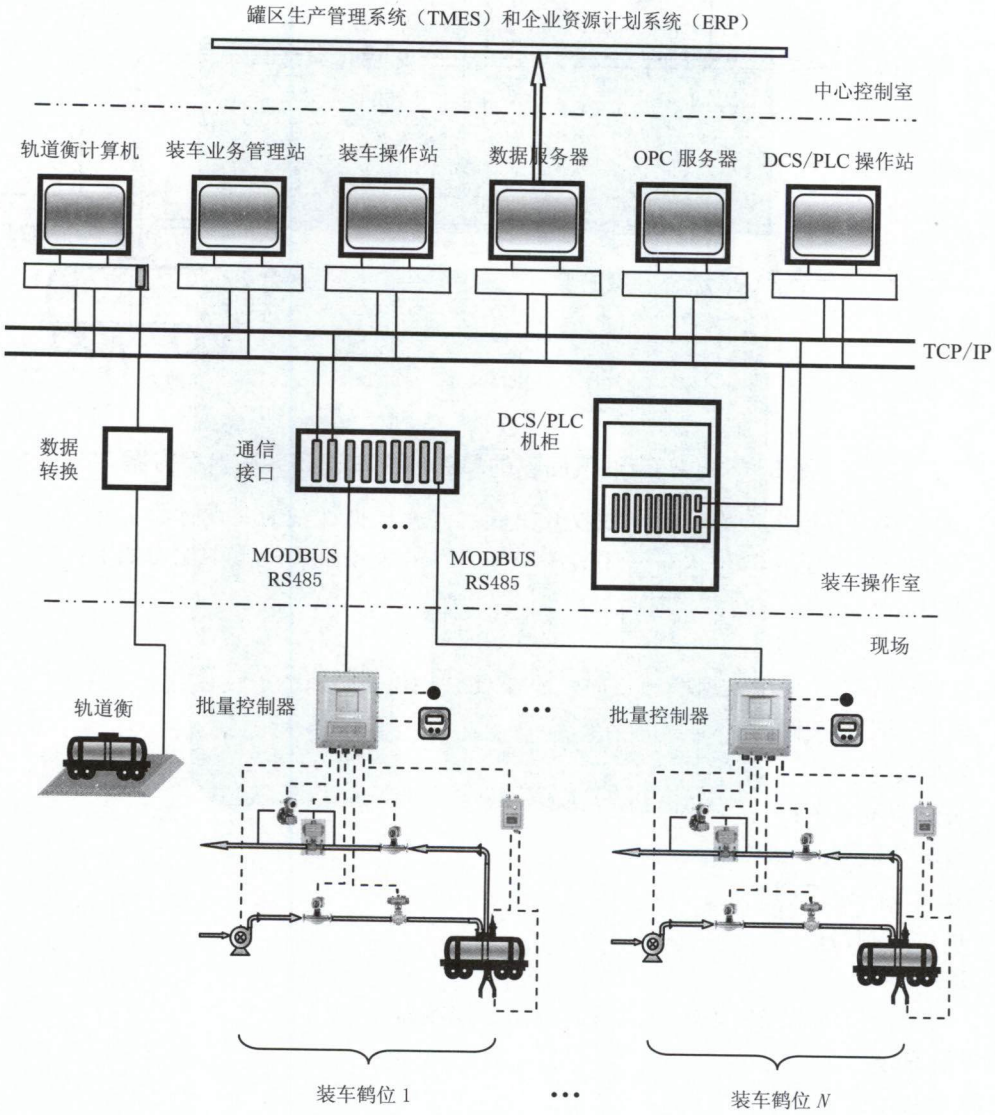


图 9.1.2.1 典型的火车装车控制管理系统基本结构

9.1.2.2　火车装车过程应通过自动控制系统操作站监控并记录，记录数据应存入历史数据库，并不得修改。

9.1.3　带油气回收的火车密闭装车方案

9.1.3.1　常压下易挥发的液化烃，火车密闭装车应设置油气回收装置。带油气回收的单鹤位火车密闭装车典型方案见图 9.1.3.1。

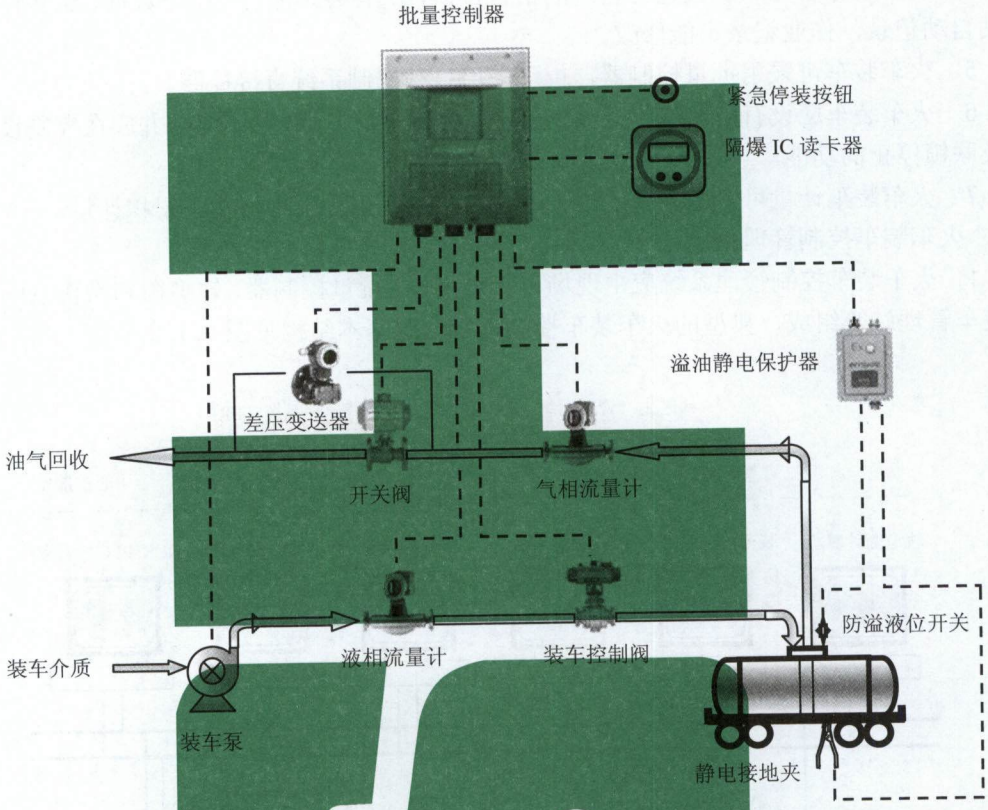


图 9.1.3.1　带油气回收的单鹤位火车密闭装车典型方案

9.1.3.2　油气回收管道上应设置油气回收开关阀，并应根据计量需要设置流量计。

9.1.3.3　带油气回收的单鹤位火车密闭装车典型方案的现场仪表应至少配置如下：

a）　液相流量计；

b）　装车控制阀；

c）　气相流量计（采用轨道衡计量时，不需要气相流量计）；

d）　油气回收开关阀；

e）　差压变送器；

f）　防溢液位开关；

g）　静电接地夹；

h）　溢油及静电保护器；

i）　批量控制器；

j）　IC 读卡器。

9.1.3.4　火车装车可以采用单鹤位或双鹤位批量控制器。

9.2　汽车装车设施

9.2.1　汽车装车站设施

9.2.1.1　汽车装车宜采用小鹤管油罐车底部密闭灌装方式，宜采用定量装车控制方式。

9.2.1.2 汽车装车站应设置操作室，室内应设装车操作站、装车业务管理站，按照规定的流程对装车作业全过程进行监控管理。

9.2.1.3 装车操作站应实现装车作业的自动控制、报警、计量、记录，作业记录不能修改。

9.2.1.4 装车业务管理站应设置与客户的销售接口，所有装车内容、收发数据、销售信息均应在业务管理站自动记录，作业记录不能修改。

9.2.1.5 汽车装车可采用批量控制器，也可采用自动控制系统直接控制。

9.2.1.6 汽车装车应设有防溢液位开关、静电接地等安全作业检测功能，并应在控制设备中设置允许操作及联锁停止的功能。

9.2.1.7 汽车定量装车可采用流量计累积计量，也可采用电子汽车衡称重计量，批量控制器的实际装量可与称重进行对比。

9.2.2 汽车装车控制管理系统方案

9.2.2.1 汽车装车控制管理系统应由现场自动化仪表、批量控制器、汽车衡和控制室内的自动控制系统和装车管理站等组成，典型的汽车装车控制管理系统基本结构见图 9.2.2.1。

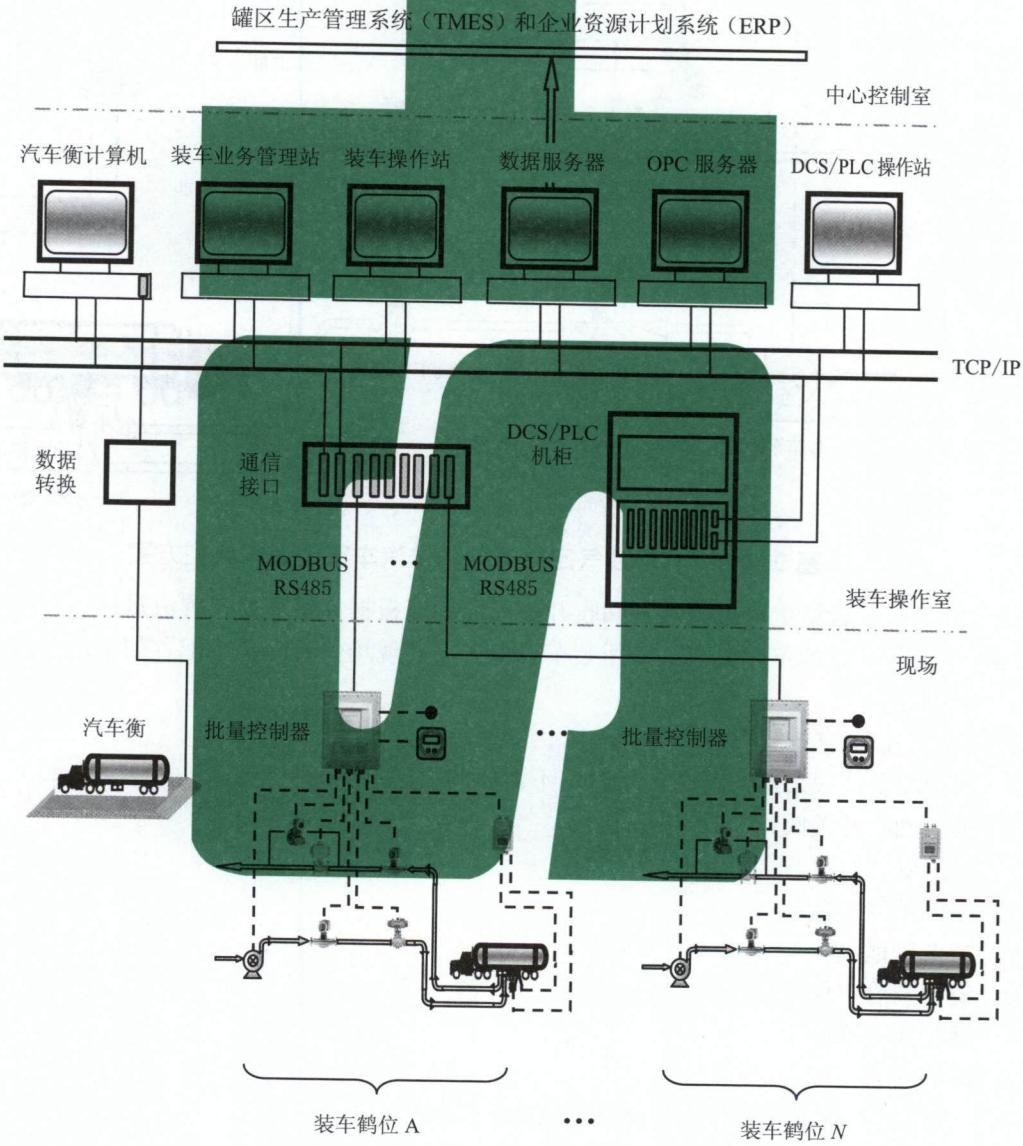


图 9.2.2.1 典型的汽车装车控制管理系统基本结构

9.2.2.2 汽车装车过程应通过自动控制系统操作站监控并记录，记录数据应存入历史数据库，并不得修改。

9.2.3 带油气回收的汽车密闭装车方案

9.2.3.1 常压下易挥发的液化烃，汽车密闭灌装方式应设置油气回收装置。带油气回收的单鹤位汽车密闭装车典型方案见图 9.2.3.1。

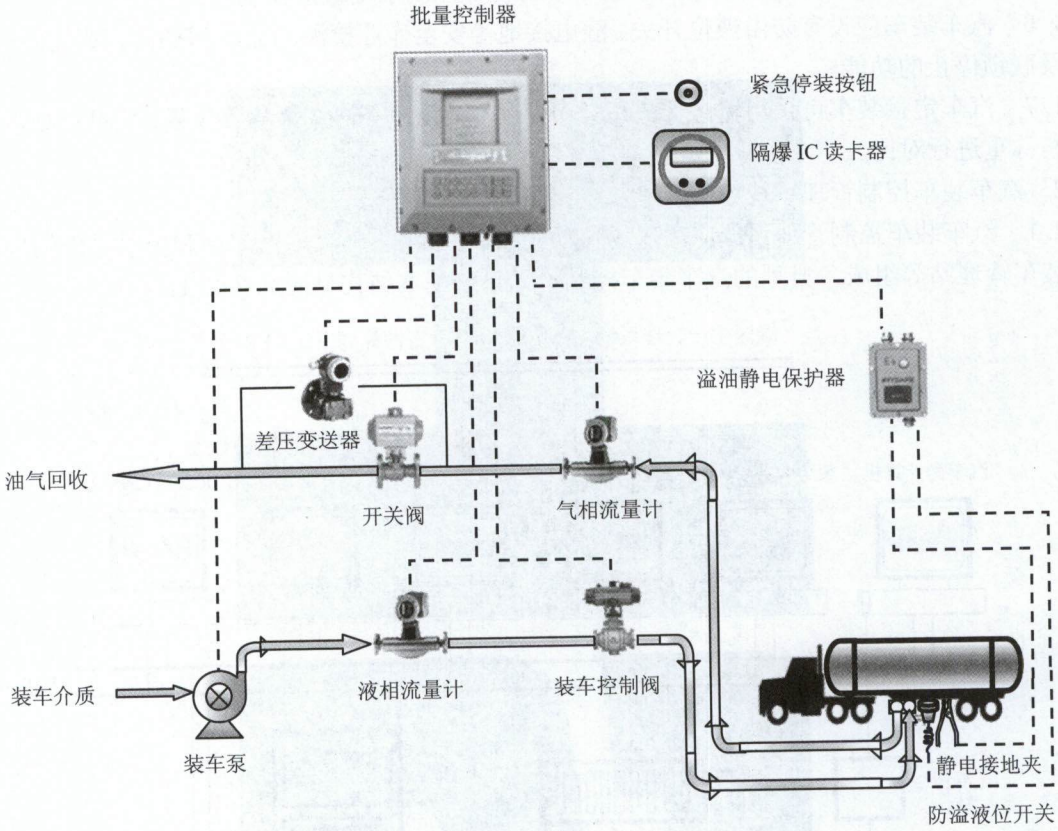


图 9.2.3.1 带油气回收的单鹤位汽车密闭装车典型方案

9.2.3.2 油气回收管道上应设置油气回收开关阀，并应根据计量需要设置流量计。

9.2.3.3 带油气回收的单鹤位汽车密闭装车典型方案的现场仪表应至少配置如下：

a） 液相流量计；

b） 装车控制阀；

c） 气相流量计（采用汽车衡计量时，不需要气相流量计）；

d） 油气回收开关阀；

e） 差压变送器；

f） 防溢液位开关；

g） 静电接地夹；

h） 溢油及静电保护器；

i） 批量控制器；

j） IC 读卡器。

9.2.3.4 汽车装车可以采用单鹤位或双鹤位批量控制器。

9.3 装车现场自动化仪表

9.3.1 装车流量计

9.3.1.1 装车流量计可采用质量流量计或容积式流量计，根据液化烃特性和精度要求还可选择其他种类流量计。

9.3.1.2 用于计量交接的质量流量计精度不应低于 0.2 级。

9.3.1.3 当线路距离较远时，质量流量计宜采用 220VAC 供电。

9.3.2 装车控制阀

9.3.2.1 装车控制阀宜采用气动调节阀，也可采用气动开关阀，装车现场没有气源的特殊情况，可采用数控开关阀。

9.3.2.2 流量控制宜采用流量连续控制回路实现精确控制，宜采用 4mA～20mADC 控制信号和气动调节阀。

9.3.2.3 气动调节阀可选用单座调节阀、单座套筒阀、V 型调节球阀等调节切断型调节阀，泄漏等级应符合 GB/T 4213《气动调节阀》Ⅵ级，阀体的测试与检验应符合 GB/T 4213《气动调节阀》或 API 598《Valve Inspection and Testing》的规定。

9.3.2.4 气动调节阀的气源故障状态应为故障关闭（FC）。

9.3.2.5 流量分段控制可采用调节阀开环定值控制，也可采用开关阀开环控制。

9.3.2.6 气动开关阀应选用球阀等关断类型的并可用于节流的阀，泄漏等级应符合 GB/T 13927—2008《工业阀门压力试验》C 级或 API 598《Valve Inspection and Testing》的规定。

9.3.2.7 当装车控制阀采用气动开关阀时，应采用 2 个开关信号通过 2 台电磁阀控制开关阀的开、关动作和阀位中间状态，实现阀门的分段阀位运行，电磁阀的气路应保持阀位中间状态的稳定。

9.3.2.8 当装车控制阀采用数控开关阀时，应采用 2 个开关信号通过 2 台电磁阀控制活塞式或膜片式自立式开关阀的开、关和阀位中间状态，实现阀门的分段阀位运行。

9.3.2.9 装车控制阀阀体公称通径宜与工艺管道同口径，压力等级、阀体材质、阀内件材质、耐腐蚀性应符合工艺的管道材料等级规定。

9.3.2.10 气动调节阀应配备连续阀位变送器，采用 4mA～20mADC 控制信号；气动开关阀和数控开关阀应配备 2 台阀位开关，采用开关信号。

9.3.3 油气回收开关阀

9.3.3.1 当采用带油气回收的密闭灌装方案时，应在鹤位的油气回收管道上设置油气回收开关阀。

9.3.3.2 开关阀宜选用球阀、闸阀、蝶阀等开关型阀门，阀门故障状态应为故障关闭（FC）。

9.3.3.3 油气回收开关阀应选用双向密封型阀内件，应采用软密封阀内件。

9.3.3.4 开关阀的检查和测试、泄漏等级应符合 GB/T 13927—2008《工业阀门压力试验》A 级或 API 598《Valve Inspection and Testing》标准的规定。

9.3.3.5 油气回收开关阀应以阀门两端差压大于工艺设定值作为开启条件，防止油气回收管道内油气倒流。

9.3.4 防溢液位开关

9.3.4.1 为了防止灌装过程超装或溢出，应配备防溢液位开关，上装车方式应装在罐车装车口或鹤管上，下装车方式应装在罐车上部。

9.3.4.2 罐车用的防溢液位开关应采用接近式开关或音叉式开关。

9.3.4.3 防溢液位开关的接通信号应设为停止灌装作业的联锁条件。

9.3.4.4 产品应经过防爆机构的本安（Exia）认证，与安全栅组成本安防爆仪表系统，用于 0 区。

9.3.5 静电接地夹

9.3.5.1 装车系统应配备静电接地夹。

9.3.5.2 静电接地夹的接通信号应设为允许启动灌装作业的条件，断开信号应设为停止灌装作业的联锁条件。

9.3.6 溢油及静电保护器

9.3.6.1 装车系统应配备溢油及静电保护器。

9.3.6.2 启动装车前，溢油及静电保护器应在防溢液位开关信号和静电接地信号均处于正常状态时，向装车系统发出允许装车信号，否则应禁止装车，并发出报警提示。

9.3.6.3 装车过程中，当防溢液位开关信号或静电接地信号出现非正常状态时，溢油及静电保护器应向装车系统发出停止装车信号，并发出声光报警提示。

9.3.6.4 溢油及静电保护器应采用隔爆外壳防护，防爆等级不应低于ExdⅡBT4。

9.3.6.5 溢油及静电保护器内应配备安全栅，与防溢液位开关和静电接地夹构成本安回路。

9.3.6.6 溢油及静电保护器宜同时配备与防溢液位开关、静电接地夹和API标准插头的信号接口。

9.3.7 装车读卡器

9.3.7.1 装车业务应采用数据识别技术，每个鹤位应配备隔爆型装车IC读卡器，防爆等级应不低于ExdⅡBT4。

9.3.7.2 装车IC读卡器应与批量控制器通信连接。

9.3.8 电子显示屏

9.3.8.1 装车系统可配备电子显示屏，用于显示装车作业状态和相关信息。

9.3.8.2 电子显示屏宜采用LED图形显示器，应采用汉字显示。

9.3.8.3 安装在现场的电子显示屏应采用隔爆型，防爆等级不应低于ExdⅡBT4。

9.4 批量控制器

9.4.1 批量控制器应是以微处理器为核心的智能化仪表，与流量计、热电阻、差压变送器、溢油及静电保护器、装车控制阀、油气回收开关阀、IC读卡器等配套使用，实现灌装的程序控制、定量控制、流速控制、流量累积等功能，实现防溢流、静电接地等安全联锁功能。

9.4.2 批量控制器应通过总线与装车操作站和业务管理站实时通信，构成完整的分布式定量装车控制系统。

9.4.3 批量控制器应支持就地和远程两种模式，可现场启动操作，也可通过装车操作站远程操作。

9.4.4 批量控制器应对装车流量进行累积，并以累积量作为灌装量的检测值。

9.4.5 批量控制器应能实现流量连续控制或流量分段控制，应能运行设定的定量灌装程序，采用上部灌装方式时，鹤管出口的液体流速在鹤管浸没于液体之前不应大于1m/s，浸没于液体之后不应大于4.5m/s。

9.4.6 流量连续控制方式应采用流量闭环控制，以流量作为被控变量和调节变量，流量控制的给定值应由定量灌装程序根据装车过程各阶段的需要设定，实现精确的流量控制、流速控制、灌装定量控制，调节阀应采用4mA～20mADC控制信号。

9.4.7 流量分段控制方式应采用流量累积信号决定不同流量的分段控制时间点，应由定量灌装程序根据装车过程各阶段的需要控制装车阀的开度，实现流量的分段控制，使用调节阀时应采用4mA～20mADC控制信号，开关阀应采用开关信号。

9.4.8 批量控制器应具备4mA～20mADC连续信号和开关信号输出，满足不同类型装车控制阀的需要。

9.4.9 批量控制器应能通过溢油及静电保护器或直接接收防溢液位开关、静电接地开关的信号，以此作为装车作业的允许启动条件和异常中断条件。

9.4.10 批量控制器应能接受装车控制室或现场紧急停装按钮的信号，中断灌装作业。

9.4.11 批量控制器应采用隔爆型，防爆等级不应低于ExdⅡBT4，防护等级不低于IP65。

9.4.12 批量控制器的数字显示屏应显示预装量、累积流量、瞬时流量等变量，还应显示装车控制阀、防溢液位开关、静电接地开关的状态。

9.4.13 批量控制器宜具有体积流量温度补偿功能。

9.4.14 批量控制器应配备与装车控制系统、装车管理站进行数据交换的标准信号接口，如：RS485

通信接口，Modbus-RTU 通信协议方式。

9.5 动态轨道衡、电子汽车衡及配套设施

9.5.1 火车、汽车装车计量可采用质量流量计累积，也可采用动态轨道衡、电子汽车衡称重，衡器称重与流量计可进行计量对比或标定参照。

9.5.2 当采用体积计量方式时，轨道衡、汽车衡称重的结果应进行体积换算。

9.6 装车自动控制系统

9.6.1 装车自动控制系统可采用 DCS、SCADA、PLC 等系统。

9.6.2 装车自动控制系统应由控制器、操作站、网络通信设备等组成。

9.6.3 装车自动控制系统应与批量控制器通信连接，实时控制、监测各装车鹤位的操作运行。

9.6.4 装车操作站应具备远程装车操作功能。

9.7 装车业务管理站

9.7.1 装车业务管理站可连接在自动控制系统上，也可采用单独的小型专用系统。

9.7.2 装车业务管理站应作为销售管理的终端，提供销售业务的人机接口。

9.7.3 装车业务管理站所有数据和信息，如：装车作业号、收货量、发货量、存量统计、销售信息等均应存储记录，不得提供人工修改功能，禁止人为干预或修改。

9.7.4 装车业务管理站应通过控制系统的网络通信设备与批量控制器连接。

9.7.5 电子汽车衡、动态轨道衡的信号应接入装车业务管理站。

9.7.6 装车业务管理站应与罐区生产管理系统（TMES）和企业资源计划系统（ERP）联网，接受管理系统下达的指令，并将装车发运系统的数据上传到管理系统。

9.7.7 装车业务管理站应至少满足以下典型配置：

a） 装车业务管理站计算机；

b） 通信接口及网络连接设备；

c） 汽车衡、轨道衡与计量部门的通信接口；

d） IC 置卡及读卡器；

e） 票据打印机；

f） 报表打印机。

9.8 装车站操作室

9.8.1 现场操作室建筑内宜设收发室、操作室（可兼业务室）、设备室等，如需要也可设专门的计量室。

9.8.2 操作室内应设装车操作站、装车业务管理站、DCS 操作站、数据服务器、汽车衡和轨道衡计算机、打印机等。

9.8.3 设备室内应安装装车控制及管理系统的机柜、网络连接设备等。

9.8.4 操作室、设备室应按空调房间设计。

参 考 文 献

GB/T 1884—2000　原油和液体石油产品密度实验室测定法（密度计法）

GB/T 1885—1998　石油计量表

GB/T 9109.5—2009　石油和液体石油产品油量计算动态计量

GB/T 18273—2000　石油和液体石油产品立式罐内油量的直接静态测量法（HTG 质量测量法）

GB 50074—2014　石油库设计规范

JB/T 8622—1997　工业铂热电阻技术条件及分度表

API MPMS 3.6:2001　Manual of petroleum measurement standards,Chapter 3—Tank gauging,Section 6—Measurement of liquid hydrocarbons by hybrid tank measurement systems

API RP 1004—2003　Bottom loading and vapor recovery for MC-306 & DOT-406 tank motor vehicles

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1） 表示很严格，非这样做不可的：
正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2） 表示严格，在正常情况下均应这样做的：
正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3） 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：
正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4） 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

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

SH

中华人民共和国石油化工行业标准

石油化工罐区自动化系统设计规范

SH/T 3184—2017

条文说明

2017 北 京

制 定 说 明

SH/T 3184—2017《石油化工罐区自动化系统设计规范》，经工业和信息化部2017年4月12日以第14号公告批准发布。

本规范制定过程中，编制组进行了广泛深入的调查研究，总结了近10年来我国石油化工工程建设中罐区自动化系统在设计和应用中的实践经验，通过广泛征求意见，认真讨论，分析研究，取得了共识。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定，《石油化工罐区自动化系统设计规范》编制组按章、条顺序编制了本规范的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是，本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

正品

目　次

1　范围……39
3　术语和定义、缩略语……39
3.1　术语和定义……39
4　储罐计量与测量方案……39
4.1　储罐计量或非计量分类……39
4.2　储罐的仪表测量方案……39
4.3　储罐计量系统……40
5　罐区自动化仪表及工程设计……43
5.1　温度仪表……44
5.2　压力仪表……44
5.3　液位和界位仪表……44
5.4　罐区开关阀……45
5.6　仪表取源过程接口规格……45
5.7　电缆……46
5.8　供电……46
6　罐区自动控制系统……46
6.1　自动控制系统……46
6.2　过程信号的连接方案……47
6.3　储罐液位仪表的信号连接……47
6.4　电动控制阀的信号连接……49
6.5　罐区库存数据的统计和管理……50
7　罐区安全防护……50
7.3　罐区仪表系统的雷电防护……50
8　罐区生产管理系统……51
8.1　基本功能……51
8.2　系统的基本结构……51
8.3　系统的组成及功能……51
9　液化烃装车发运系统……52
9.1　火车装车设施……52
9.2　汽车装车设施……52
9.3　装车现场自动化仪表……53
9.4　批量控制器……54
9.7　装车业务管理站……55

石油化工罐区自动化系统设计规范

1 范围

本规范适用范围未超出 SH/T 3007—2014《石油化工储运系统罐区设计规范》规定的储罐类型和介质种类以及规定物料中的油品。

适用介质包括原料油、中间产品、成品油、各种烃类及辅助生产物料等。

3 术语和定义、缩略语

3.1 术语和定义

术语 3.1.1，3.1.2，3.1.3 储罐压力分类源自 GB 50160—2008《石油化工企业设计防火规范》的术语 2.0.27，2.0.28，2.0.29。

术语 3.1.6，3.1.7，3.1.8 的英文源自 API MPMS 3.6：2001 Manual of Petroleum Measurement Standards,Chapter 3—Tank Gauging,Section 6—Measurement of Liquid Hydrocarbons by Hybrid Tank Measurement Systems。

3.1.5 生产调度管理、物料平衡、库存量统计、库存量管理等都需要罐区库存量。

3.1.8 混合法储罐测量系统的具体方法是采用液位自动测量、温度自动测量、差压（常压储罐也可采用压力）自动测量的方式，结合罐容积表、体积和密度修正表计算，得出储罐内介质的液位、温度、毛计量体积、计量密度和标准密度，最终算出所需要的毛标准体积和表观质量。

3.1.10 通常是厂内生产装置之间原料缓存、中间原料、中间产品储罐以及其他辅助生产液体物料储罐。

3.1.11 输送、输转和倒罐均为生产过程专用术语，英文为 movement，不可直译为“移动”。

3.1.14 油品调和根据工艺需要采用添加剂。

3.1.15 汽车衡，英文术语 truck weighbridge，有些资料也用 truck scale。

3.1.16 轨道衡，英文术语 rail weighbridge，有些资料也用 rail scale。

3.1.18 通常采用 PC 机或服务器为硬件设备，配备专用的储罐数据管理软件。

4 储罐计量与测量方案

4.1 储罐计量或非计量分类

4.1.1 储罐根据储运工艺的需要分为计量级和非计量级，仪表测量方案也相应地分为计量级和非计量级。非计量级测量方案也称为控制级测量方案。

4.2 储罐的仪表测量方案

GB 50160—2008《石油化工企业设计防火规范》根据设计压力将储罐分为常压储罐、低压储罐、压力储罐。对于计量级、非计量级和不同控制要求的储罐，仪表设置、测量和计量方法有所不同。

由于我国石油化工行业多采用质量计量制，所以储运系统的储罐也是以质量计量为主。常用的方法有混合法（HTMS）和体积法。设计之初在仪表设置时就应考虑不同计量方法的需求。

4.2.1.2 本条中的工艺要求应由工艺专业参照 SH/T 3007—2014《石油化工储运系统罐区设计规范》5.4.3 规定：“储存Ⅰ级和Ⅱ级毒性液体的储罐、容量大于或等于 3000m^3 的甲$_B$和乙$_A$类可燃液体储罐、容量大于或等于 10000m^3 的其他液体储罐应设置高高液位报警及联锁……”以及其他条件提出。

由于连续测量仪表的信号是连续的，可以实时测量过程变量、确定仪表的工作状态，比不常动作的开关类仪表更可靠，并且报警值的设定不受安装位置的限制，所以，可靠性要求较高的场合应采用连续液位测量仪表代替液位开关。

采用连续液位测量仪表代替液位开关的储罐应设置2套连续液位测量仪表，即一套用于液位连续测量和高、低液位报警，另一套用于高高、低低液位报警及联锁。

4.2.1.3 当采用雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计等直接测量液位高度的方法测量容积，并需要计算标准体积时，需要测量油品的温度进行补偿。当罐内的油品温度不均匀时，则需要测量油品的平均温度。储罐较小时采用单点热电阻温度计即可，储罐较大时采用多点温度计。

4.2.1.8 当采用雷达液位计、伺服液位计或磁致伸缩液位计等直接测量液位，并需换算油品的总质量或标准体积时，需要测量油品密度。应采用压力变送器（常压储罐）或差压变送器（低压储罐）测量并计算平均密度，提高计算精度。

4.2.1.9 参见4.3.3.7条文说明。

由于受安装条件和操作液位的限制，只能测量罐底油料的密度。

4.2.2.2 参见4.2.1.2条文说明。

4.2.3 压力储罐采用球形储罐，目前我国还没有球形压力储罐的计量标准和相关算法，因此本条规定的仪表设置应按照目前球形储罐容积标定的方法考虑，以备我国未来球形压力储罐的计量标准出台后，现有的仪表设置能满足球形压力储罐的计量交接要求。

4.2.3.1 2套液位连续测量仪表可采用不同测量原理的仪表，当某种测量原理的仪表不适用于介质特性时，也可采用2套相同的仪表。

4.2.3.3 参见4.2.1.3条文说明。

4.2.3.8 参见4.2.1.8条文说明。对于压力容器，差压变送器测量密度的方案比压力变送器精度高。

4.2.4.1 参见4.2.3.1条文说明。

4.3 储罐计量系统

4.3.3 由于我国石油化工行业多采用质量计量制，所以储运系统的储罐也是以质量计量为主。储罐油品计量属于静态计量，方法有混合法（HTMS）、体积法和静压法（HTG）。目前主要应用混合法，其次是体积法和静压法。

以下储罐油品计量方法的术语和缩写定义源自GB/T 25964—2010《石油和液体石油产品采用混合式油罐测量系统测量立式圆筒形油罐内油品体积、密度和质量的方法》，说明如下：

a） 直接测量变量包括：液位、温度、压力、静压、界位等。

b） 计算数据包括：计量密度（D_{obs}）、标准密度（D_{ref}）、总计量体积（*TOV*）、毛计量体积（*GOV*）、体积修正系数（*VCF*）、毛标准体积（*GSV*）、质量（m_v、m_a）等。

c） 参与计算的辅助数据表和数据包括：罐容积表（TCT）、GB/T 1885表、化验室检验的取样密度等。

d） 术语和缩写定义如下：

1） *TOV*——总计量体积

由自动液位计测量液位和罐容积表TCT计算出的总计量体积。

2） *GOV*——毛计量体积

由*TOV*减去罐底游离水，再减去浮顶排液体积之后的体积。

3） *VCF*——体积修正系数

油品在标准温度下的体积与在非标准温度下的体积之比。*VCF*用于将计量温度t下的体积修正为标准温度t_{20}下的体积。

由标准密度D_{ref}和自动温度计测量的平均温度t查GB/T 1885表计算得到，或按$VCF = D_{obs} / D_{ref}$计算。

4） t_{20}——标准温度

油品计量的参照温度。GB/T 1885规定为20℃。

5） t——计量温度

油品计量时的温度。

6） *GSV*——毛标准体积

按 $GSV = GOV \times VCF$ 计算。

7） D_{obs}——计量密度

真空中油品的密度。

8） D_{ref}——标准密度

油品在标准温度下的密度，根据计量密度 D_{obs} 查 GB/T 1885 表得到标准温度下的密度。

9） m_v——质量（真空中）

油品在真空中的质量，即真实质量。

10） m_a——表观质量（空气中）

油品在空气中的质量，在石油工业中常用于商业交接。

11） TCT——罐容积表

4.3.3.3 混合式储罐计量系统参见 GB/T 25964—2010《石油和液体石油产品采用混合式油罐测量系统测量立式圆筒形油罐内油品体积、密度和质量的方法》。

混合法适用于储存油品的雷德蒸汽压（*RVP*）低于 103.42kPa 的立式圆筒形储罐，不适用于压力储罐。

混合法是基于质量的储罐计量方法，罐存量的质量由 *GOV* 和 D_{obs} 计算得到，液位和计量密度 D_{obs} 的测量不随温度变化。可连续测量真实平均密度，如果没有密度测量，也可使用人工取样密度参与混合法的计算。如果需要换算 *GSV* 和 D_{ref}，可采用多点温度测量，借助 GB/T 1885 表得出 D_{ref}，罐底有水时还应设油水界位测量。

混合法储罐计量得到 m_v、m_a，*GSV*，D_{ref} 等都是由连续测量值经计算所得，不是人工采样值，所以计量精度高。方案详见图 1。

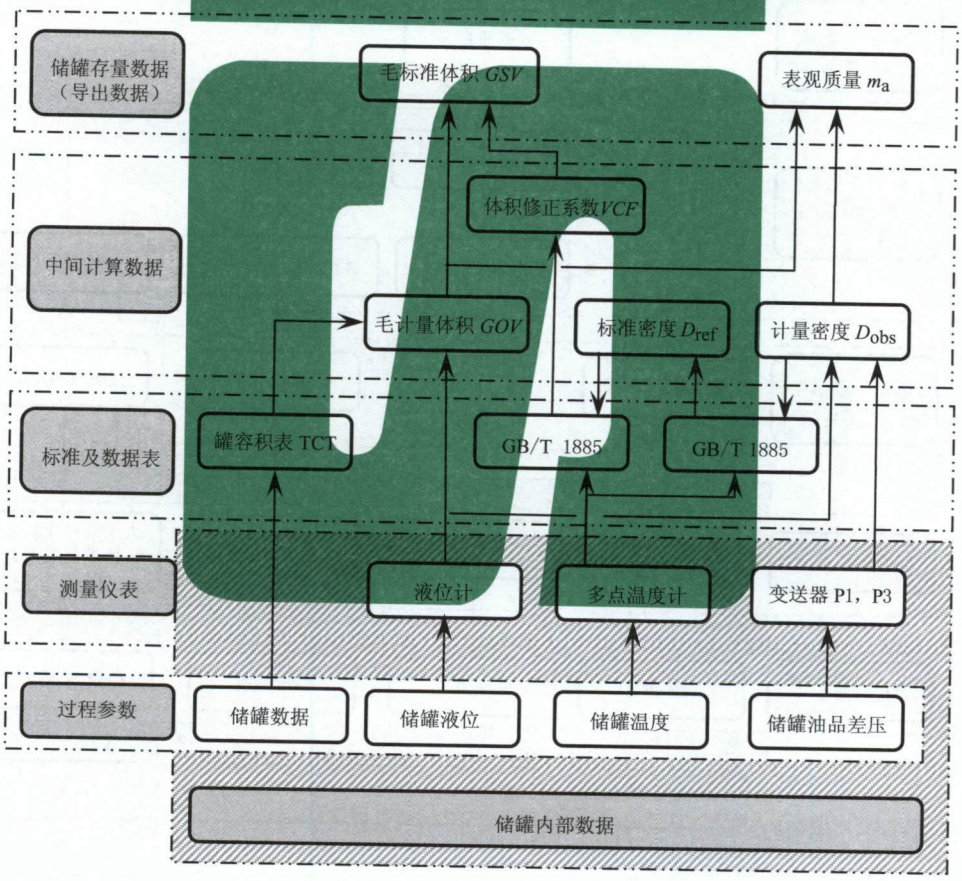


图 1 混合法（HTMS）储罐计量计算方法示意

说明：

图 1 给出了典型的混合法储罐计量计算过程。

1） 储罐液位由液位仪表测量；

2） 油品差压（p_1-p_3）由压力或差压变送器测量；

3） 通过液位和差压，即可计算实际的计量密度 D_{obs}；

4） 通过液位和罐容积表 TCT 计算 *GOV*；

5） 油品温度由温度仪表测量，用油品温度、D_{obs} 根据 GB/T 1885 表，得到 D_{ref}；

6） 用油品温度、D_{ref} 根据 GB/T 1885 表，得到 *VCF*；

7） 用 *GOV* 乘以 *VCF* 得到 *GSV*；

8） 用 *GOV* 和 D_{obs} 计算得到 m_v、m_a。

4.3.3.4 体积法是基于体积测量的储罐计量方法，也有称为体积重量法的，方法是测得油品的液位、温度、密度，通过计算得出实际存储条件下的质量。通常，体积法的密度数值来自化验室测得的人工取样密度，不是连续测量值，采样时间和样品的代表性会影响计量准确程度，因此不适用于需要连续精确计量的场合，也不适用于密度分层、含水并分层的介质。

4.3.3.5 体积法罐存量的 *GOV* 由液位和罐容积表计算得到，由于体积随温度变化，所以需要温度修正。油品的 D_{obs} 通过人工取样测得，借助 GB/T 1885 表得出 D_{ref}，罐存量的质量由 *GSV* 和 D_{ref} 计算得到，罐底有水时还应设油水界位测量。方案详见图 2。实际上，体积法是混合法的简化方案，但计算方法不同。

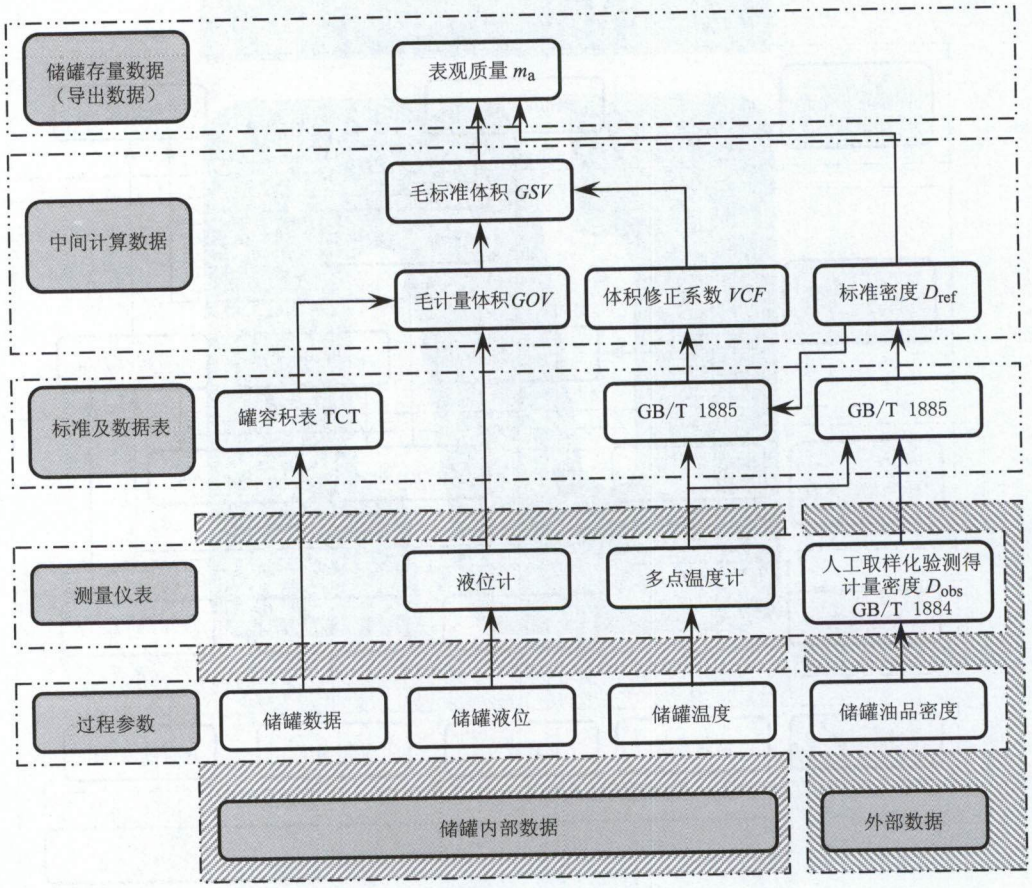


图 2 体积法储罐计量计算方法示意

说明：

图 2 给出了典型的体积法计量计算过程。

1） 储罐液位由液位仪表测量；

2） 通过液位和罐容积表 TCT 计算 *GOV*；

3） 油品温度由温度仪表测量，用油品温度、D_{ref} 根据 GB/T 1885 表，得到 *VCF*；

4） *GOV* 乘以 *VCF* 得到 *GSV*；

5） 通过人工取样，根据 GB/T 1884 在化验室测得 D_{obs}；

6） 用油品温度、D_{obs} 根据 GB/T 1885 表，得到 D_{ref}；

7） 用 *GSV* 和 D_{ref} 计算，得到 m_v、m_a。

4.3.3.6 静压法参见 GB/T 18273—2000《石油和液体石油产品立式罐内油量的直接静态测量法(HTG 质量测量法)》。

静压法（HTG）是基于质量的储罐计量方法，是以测量液体静压为基础计算得到罐内液体质量的方法。适用于常压和低压的立式圆筒形固定顶罐或浮顶罐，不适用于压力储罐。

4.3.3.7 静压法是通用名称，实质是液体的压力和差压测量。应根据储罐压力设置压力变送器，常压储罐设置 2 台（P1，P2），低压储罐设置 3 台（P1，P2，P3）。P1，P2 测得液相压力，P3 测得气相压力，通过计算可得到液位高度和某一固定间距 *H* 内的介质密度。优点是可直接换算出质量，方案简单、费用较低。缺点是由于液位和密度都是通过压力测量计算所得，且只能测量 *H* 内的介质密度，无法测得液体的平均密度，特别在密度分层、数值变化的工况下，密度的测量不可能精确，液位的计算也就不精确，质量计量精度较低。所以静压法适用于计量精度不高、介质密度均匀的小容量储罐，不适用于密度分层、含水并分层的介质。方案详见图 3。

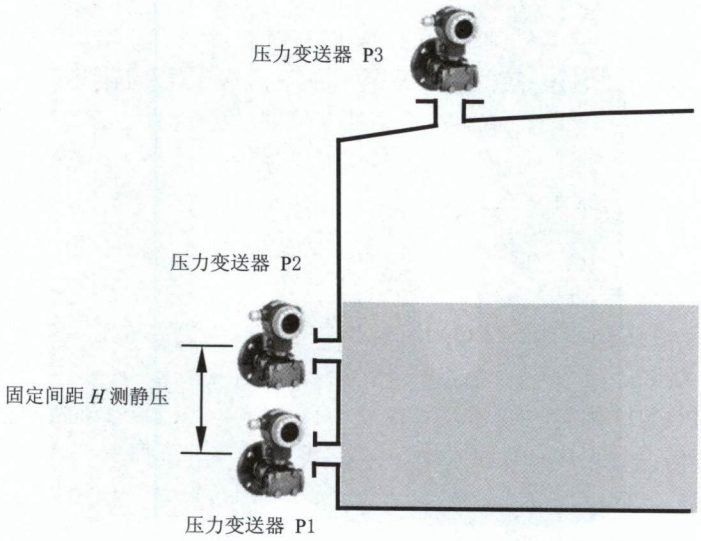


图 3 静压法（HTG）储罐计量示意

4.3.4.1 有多个储罐的大型罐区宜按较高的计量管理水平设计，储罐计量的计算宜采用服务器配备专用的储罐计量软件。

5 罐区自动化仪表及工程设计

本规范仅对储罐测量仪表和罐区特有测量仪表的选型原则、技术规格、特殊要求等作出规定，不

规定通用仪表的选型规格。

本规范以混合法（HTMS）计量为主，同时兼顾体积法和静压法（HTG）计量，规定仪表选型原则和技术规格要求。

用于计量的流量测量仪表各有相应的选型和计量规定，本规范不规定流量仪表的选型规格。

5.1 温度仪表

5.1.1 本条是依据 GB/T 21451.4—2008 中 7.2.1，7.2.2 规定：

铜电阻或铂电阻可用于交接计量，因具有很高的准确度和稳定性。其他种类的测温元件（热电偶、热敏电阻、半导体、光纤维等）也可以使用，但应经过校准而且满足本部分给出的校准允差，否则不适用于交接计量。

Pt100 热电阻的技术条件及分度表标准为 JB/T 8622—1997《工业铂热电阻技术条件及分度表》和 IEC751（1995）《工业铂热电阻》。JB/T 8622—1997 非等同采用 IEC751，但分度表和允差两个主要指标等同 IEC751（1995）。IEC751 的新版本为 IEC60751，分度表和允差等级 A 没有变化。JB/T 8622—1997 尚未有新版本。

5.1.6 某些雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计等直接测量距离的储罐液位连续测量仪表具有温度补偿计算和液位计算功能，静压法等用压力变送器测量罐底压力计算液位的仪表不具有温度补偿计算功能。

5.2 压力仪表

5.2.6 某些雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计等直接测量距离的储罐液位连续测量仪表具有密度补偿计算和液位计算功能，通常用于计量级储罐的混合法计量。静压法等用压力变送器测量罐底压力计算液位的仪表不具有密度补偿计算功能，液位的计算是在控制系统中进行的。

5.3 液位和界位仪表

5.3.1.1 液位仪表选型应适合浮顶罐、固定顶罐、球罐、卧罐等不同类型储罐的安装使用条件。

5.3.1.2 由于连续测量仪表的信号是连续的，可以实时测量过程变量、确定仪表的工作状态，比不常动作的开关类仪表更可靠，所以，可靠性要求较高的场合应采用连续液位测量仪表代替液位开关。

5.3.2.1 介质包括：原油、重油、蜡油、重柴油、燃料油、硫黄、沥青等重质油品和物料，石脑油、汽油、轻柴油、煤油、航空煤油、润滑油等轻质油品，芳烃、烯烃、烷烃、混合烃等烃类液态物料等。

5.3.2.3 是否需要安装导波管与产品天线型式有关，如导波管阵列天线，平面天线等需要设导波管。还与介质“介电常数（ε_r）”有关。各产品介电常数的限制不同，没有统一数值范围，是否需要安装导波管，应以产品技术参数为依据。

5.3.3.1 介质包括：液化石油气（LPG）、石脑油、汽油、轻柴油、煤油、航空煤油、润滑油等轻质油品，芳烃、烯烃、烷烃、混合烃等烃类液态物料等。

液化石油气（LPG）球罐类的液体表面有时会有高密度气相和气泡，可能影响某些波长的雷达测量的分辨误差，这种情况宜采用伺服液位计，不宜采用雷达液位计。

5.3.4.1 液化石油气（LPG）球罐类的液体表面有时会有高密度气相和气泡，可能影响某些雷达测量的准确性，这种情况可采用磁致伸缩液位计。

5.3.4.2 多变量集成式的磁致伸缩液位计可同时测量液位、界位、多点温度、体积、质量（需预输入标准密度）、空容积、报警值等参数，多个信号同时输出。

多变量集成式的磁致伸缩液位计配合高精度差压变送器（测量介质差压得出平均密度），可实现混合法计量。

5.3.5.1 有些罐旁指示仪还兼有通信、供电、计算、数据处理等功能。

5.3.5.3 装配式电涌防护器的性能比集成式的好，但是雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计的接线口比较复杂，不易配到合适的产品，因此规定采用集成式电涌防护器。

5.3.6.2 例如：如果罐内有浮盘等可移动部件，音叉测量元件应安装在设备的取源接管内，不应伸入

设备壁内，避免与罐内浮盘及二次密封装置等可移动部件碰撞。

5.3.8.2 雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计等通常具有计算功能，油水界位测量宜采用与多点温度计集成的缆式油水界位传感器，输出信号参与液位连续测量的计算。

5.4 罐区开关阀

本条仅对储罐进出油品开关阀的选型原则、技术规格、特殊要求等作出规定。

用于管道中流体流通或关断的阀门统称为开关阀。根据操作用途可细分为下列情况和称谓：

a） 正常工况可能是打开的，也可能是关断的称为开关阀，例如：路径开关阀；

b） 正常情况（生产运行）时是打开的，非生产运行情况下是关断的称为切断阀或隔离阀，例如：管路启用阀、罐出口、入口切断阀；

c） 正常情况下是打开的，当工况异常或事故时需要联锁关断的阀称为紧急切断阀；

d） 用于泄放的阀称为泄放阀。

5.4.1 根据存储介质、危险性分类、管道尺寸、电源、气源等综合条件，储罐进出油品的控制阀、开关阀可选择气动、电动、电液等不同种类执行机构。设计中应根据储运工艺的要求以及现场动力源条件确定。

5.4.1.10 不大于 *DN*200 的阀门宜选用楔式闸阀、平行板闸板、球阀，大于 *DN*200 的阀门可采用双偏心或三偏心蝶阀。

5.4.1.12 具体情况是指储罐类型、介质性质、防火要求以及投资等综合情况。

5.4.1.13 通常液化烃球罐等储罐的紧急切断阀需要设置现场手动关阀按钮或开关。

5.4.2.1 单作用弹簧复位式执行机构比双作用执行机构复杂，在阀门驱动力相同的情况下，气动部分需要更大的输出力，因此单作用执行机构的体积和质量都更大。

5.4.2.2 带现场手动复位装置使事故处理过程复杂化，并且增加现场人员的安全隐患。

5.4.2.8 如：*DN*300 的阀门，额定全行程时间约为 30s 以上。

不同的公司、项目、用途的规定有差别，考虑问题的出发点也不同。本规定是根据对其他公司规定、项目规定和制造厂的调查，考虑到目前储运系统的现状，仅作通常情况下的通用规定，对于特殊应用场合，可根据具体工艺操作和安全联锁的需要自行决定。

5.4.3.3 电动执行机构通信信号有 RS485 等，通信协议有专用协议、Modbus-RTU、Profibus-DP 等。

5.4.3.7 如：*DN*300 的阀门，额定全行程时间约为 60s 以上。

5.4.4.1 电液执行机构是由电子控制单元、液压集成单元、液压动力单元、液压手操机构、油缸等组合而成的液压执行机构，是电控液压驱动的执行机构。优点是当动力电源中断时，依靠液压机构积蓄的能量驱动阀门，使开关用途的电液控制阀达到安全联锁状态。克服了电动阀在动力电源中断时不能达到故障安全位置的缺点。

5.4.4.2 带有蓄能器的电液执行机构的“故障”指信号或电源的故障。

5.4.4.3 不带蓄能器的电液执行机构的“故障”指信号的故障。

5.4.4.4 单作用液压执行机构比双作用液压执行机构复杂，并且需要更大的驱动力，不如配有蓄能器的双作用执行机构。

5.4.4.9 电液执行机构通信信号有 RS485 等，通信协议有专用协议、Modbus-RTU、Profibus-DP 等。

5.4.4.11 如：*DN*300 的阀门，额定全行程时间约为 30s 以上。

5.4.5.2 氮封有多种方案，可采用专用的氮封阀，有的场合采用分程控制的调节阀实现。

5.6 仪表取源过程接口规格

本规范仅对储罐上安装的仪表取源过程接口规格和连接形式作出规定，不规定罐区管道安装的通用仪表取源过程接口规格。

5.6.4 目前储罐仪表主流产品的取源过程接口技术规格参见表 1。

表 1　罐区常用仪表取源过程接口参考规格

仪表分类	仪表名称	过程接口规格	安装位置	备注
温度仪表	多点热电阻温度计与罐底油水界位传感器集成	*DN*50 法兰	罐顶	
	单点热电阻温度计与罐底油水界位传感器集成	*DN*50 法兰		
	单点热电阻带整体式现场温度变送器	*DN*40 法兰	罐下部	
	双金属温度计	*DN*40 法兰		
压力仪表	压力表	*DN*20 法兰	罐顶	
	压力变送器	*DN*20 法兰		
	压力（或差压）变送器	*DN*50，80 法兰	常压罐和密闭罐下部 P1，P2	用于密度测量
		*DN*20 法兰	密闭罐顶 P3	
液位仪表	雷达液位计	*DN*100，150，200，250 法兰	罐顶	
	伺服液位计	*DN*150，200 法兰		
	磁致伸缩液位计	*DN*80，100，150 法兰		
	超声波位开关	外贴式	罐壁	
	音叉液位开关	*DN*50 法兰（元件伸入设备壁内），*DN*100 法兰（元件在取源管嘴内，不伸入设备壁内）		
	氮封阀（外取压）	*DN*15 法兰	储罐氮气入口管线	取压点设在罐顶
注：P1，P2，P3 的安装位置参见图 3 静压法（HTG）储罐计量示意。				

5.7　电缆

5.7.1　埋地方式可采用电缆沟、电缆保护管、直埋等地下敷设方式。

5.7.2　电缆槽比桥架的保护功能好，如果采用桥架，电缆应采用铠装。铠装电缆成本较高。为减少雷击影响，应采用金属电缆槽，不能采用非金属材料。

5.8　供电

5.8.2.2　罐区仪表分散，与控制室、机柜室距离较远，有些仪表用电负荷较大，如：雷达液位计、电动阀等，从机柜室远距离向现场仪表提供交流供配电有很大危险和风险，所以采用现场交流供配电。

5.8.2.3　电动阀不具备安全功能，罐区也不用于连续过程控制，并且属于功率较大的间歇负荷，因此为一级负荷，不采用 UPS 供电。

5.8.2.4　雷达液位计、伺服液位计用于罐区的液位测量，过程变化较慢，时间常数较大，交流电源的瞬时中断对测量和控制影响不大，因此不需要 UPS 供电，也可以避免由于 UPS 供电产生的问题。

5.8.2.5　现场分析仪表、质量流量计不用于安全相关的测量，交流电源的瞬时中断对测量和控制影响不大，因此不需要 UPS 供电，也可以避免由于 UPS 供电产生的问题。

5.8.3　雷达液位计、伺服液位计等大功率用电的现场仪表，24VDC 供电的有效距离不等，因此仪表选型时应根据产品的技术规格确定 24VDC 供电的有效距离。

6　罐区自动控制系统

6.1　自动控制系统

6.1.2 由于罐区作业属于缓慢过程，操作与联锁都属于简单控制、两位式控制和批量控制，应直接采用 DCS、SCADA、PLC 实现。小型罐区也有采用工业控制计算机运行专用小型软件作为控制系统的。

6.1.3 计量级储罐的液位、多点温度、油水界位、密度等信号经过计算，结合标定的罐容积表，可以得出储罐的准确存量。采用的硬件和软件包括专用的储罐数据管理单元、DCS 中组态、工业控制计算机配小型专用软件等方式实现。原始数据和经过处理的数据还可以用于罐区的库存管理、储运作业以及其他用途。

6.2 过程信号的连接方案

罐区生产操作相对简单，也不需要很快的响应速度，但罐区自动化系统信号类型混杂，过程检测和控制信号与 DCS、SCADA、PLC 等的连接也有不同方案和选择。本条规定了罐区自动化系统信号连接的典型结构和方案。

6.2.2.6 独立信号单元 IDU 不是 DCS 等常规控制系统的设备，是一种通用型非标准小型现场信号单元，可配置各种信号 I/O 模件，包括模拟量、数字量、通信信号等，IDU 将常规信号转换成通信信号，接入 DCS、SCADA、PLC 或工业控制计算机，用于小型非标准包设备，有的供货商称之为 RTU。

6.3 储罐液位仪表的信号连接

储罐液位连续测量仪表有两类，一类是储罐常用的测距法，如：雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计等，多兼有辅助变量的测量和计算功能，如：平均温度、油水界位、密度等，这类仪表通常都有通信信号和常规信号两种信号方式，常采用通信信号；另一类是其他测量方法，如：静压法，只有常规信号。本规范着重规定采用通信信号的储罐液位连续测量仪表的信号连接方案和技术要求，不再规定通用的常规信号的连接方案。

6.3.1.1 本条规定雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计可以采用标准通信接口和通用通信协议，是指当选定的液位计具备能够直接与控制系统通信的标准通信接口和通用通信协议的情况，但受技术条件的限制，通信设置较复杂。

计量级储罐对信号传输的精度要求较高，模拟信号不易达到相应的精度，所以计量级储罐的液位信号采用通信信号。多点温度、油水界位、密度等信号也直接接入储罐液位连续测量仪表，转换成通信信号，通过储罐信号通信单元（TCU）接入储罐数据管理单元（TMU）或罐区自动控制系统。

非计量级储罐不进行贸易交接，但通常也需要罐容计算和库存管理，所以液位连续测量仪表需要采用通信信号，通过储罐信号通信单元接入储罐数据管理单元或罐区自动控制系统；对于仅需要液位测量，而不做罐容计算和库存管理的场合，也可采用常规信号，接入罐区自动控制系统。

采用与雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计配套的储罐信号通信单元（TCU）是较好的通信方案。储罐信号通信单元一端连接这些液位连续测量仪表的通信，另一端采用网络通信方式连接控制系统，兼容多种工业标准的网络通信，如：Modbus-RTU、Profibus-DP、TCP/IP 等。

由于不同的生产厂商，不同种类的仪表信号配置不同，雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计的通信变送单元有的在液位仪表本体上，有的在罐旁指示仪表上，有的需要另外配备通信单元，所以储罐液位连续测量仪表通信线路的具体出线位置应根据选用的仪表确定。

不同的雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计有不同的信号类型，有些液位计可配用多种信号接口和通信协议，如：Modbus-RTU、Profibus-DP 等，有的只能配用专用的信号接口和通信协议。通信信号的优点是信号可靠、承载量多、传输距离远、节省电缆。需要注意的是，一条通信线路上不宜挂接过多的设备，以降低线路损坏造成的风险。

6.3.1.4 从通信安全考虑，实际工程中应限制储罐信号通信单元的通信负荷及连接仪表的数量。本条规定的 3 个条件应同时满足。

6.3.2.1 连接路径指电缆敷设经过的路线，信号电路连接方式指电路的串联、并联接线方式。串行通信方式信号电路接线为并联。冗余的储罐信号通信单元双线接连原理见图 4。

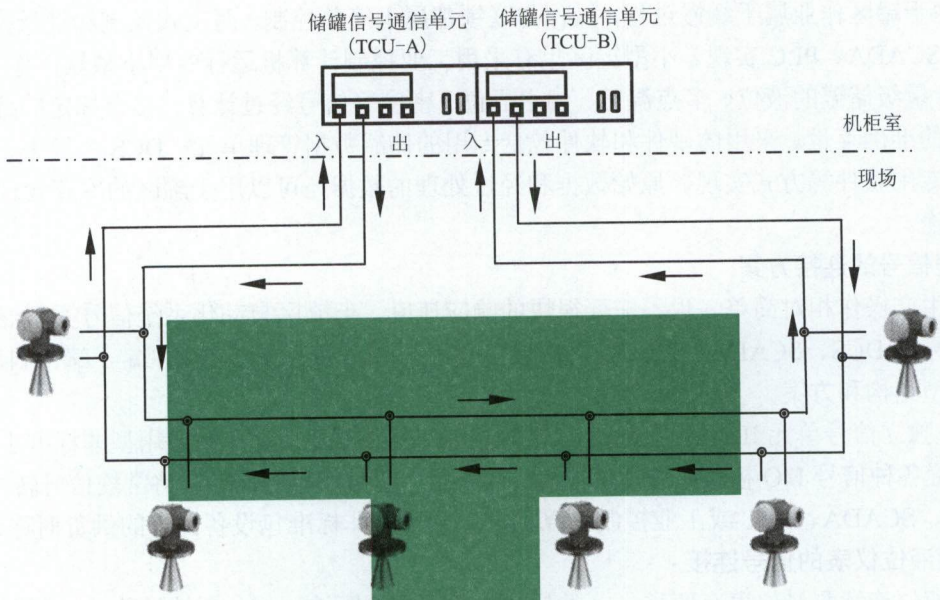


图 4　冗余的 TCU 双线接连原理示意

6.3.2.3　二级接线箱的接线方式示例见图 5。接线箱之间、接线箱与储罐信号通信单元之间应采用双路电缆。

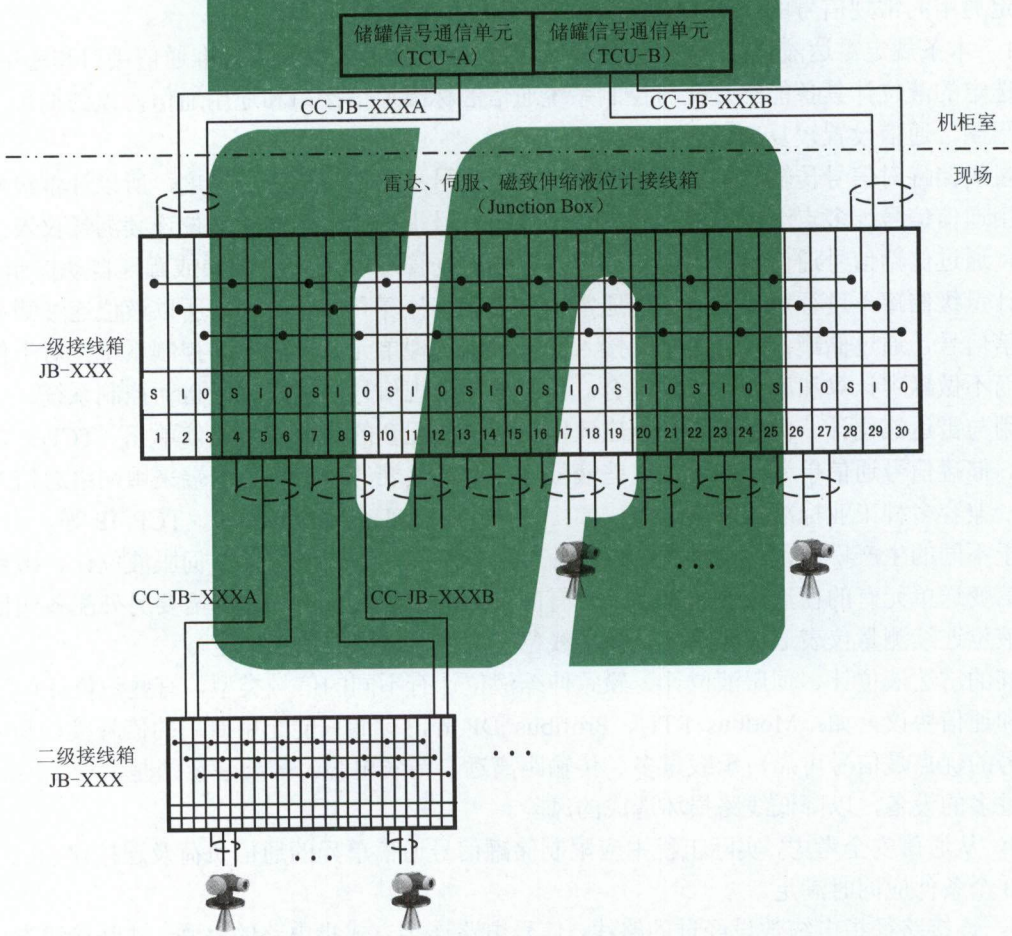


图 5　二级接线箱的接线方式

6.4 电动控制阀的信号连接

电动阀通常都有通信信号和常规信号两种信号方式，罐区常采用通信信号。本规范着重规定采用通信信号的电动阀的信号连接方案和技术要求，不再规定通用的常规信号的连接方案。

6.4.1.1 本条规定电动阀可以采用标准通信接口和通用通信协议，是指当选定的电动阀具备能够直接与控制系统通信的标准通信接口和通用通信协议的情况，但受技术条件的限制，通信设置较复杂。

采用与电动阀配套的电动阀通信单元（MCU）是较好的通信方案。电动阀通信单元一端连接电动阀的通信，另一端采用网络通信方式连接控制系统，兼容多种工业标准的网络通信，如：Modbus-RTU、Profibus-DP、TCP/IP 等。

不同的厂商、不同型号的电动阀有不同的信号类型，有些电动阀可以配用多种信号接口和通信协议，如：Modbus-RTU、Profibus-DP 等，有的只能配用专用的信号接口和通信协议。通信信号的优点是信号可靠、承载量多、传输距离远、节省电缆。需要注意的是，一条通信线路上不宜挂接过多的设备，以降低线路损坏造成的风险。

6.4.1.4 从通信安全考虑，实际工程中应限制电动阀通信单元的通信负荷及连接仪表的数量。本条规定的 3 个条件应同时满足。

6.4.2.1 连接路径指电缆敷设经过的路线，信号电路连接方式指电路的串联、并联接线方式。冗余的电动阀通信单元双线接连原理见图 6。

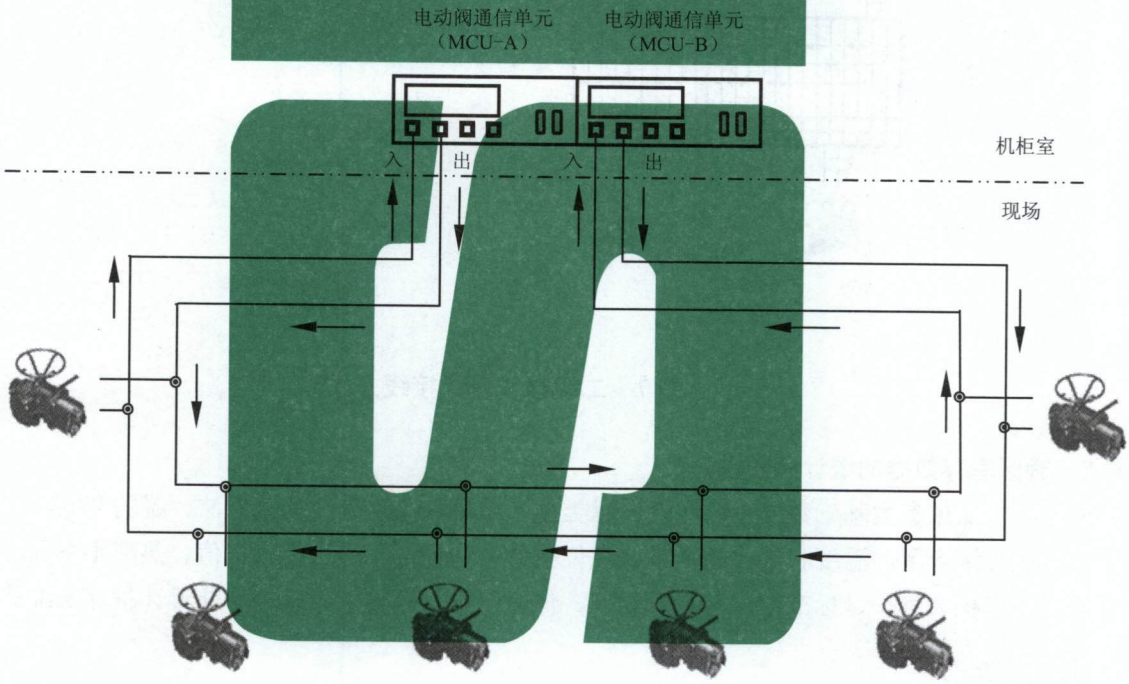


图 6 冗余的 MCU 双线接连原理示意

6.4.2.3 二级接线箱的接线方式示例见图 7。接线箱之间、接线箱与电动阀通信单元之间应采用双路电缆。

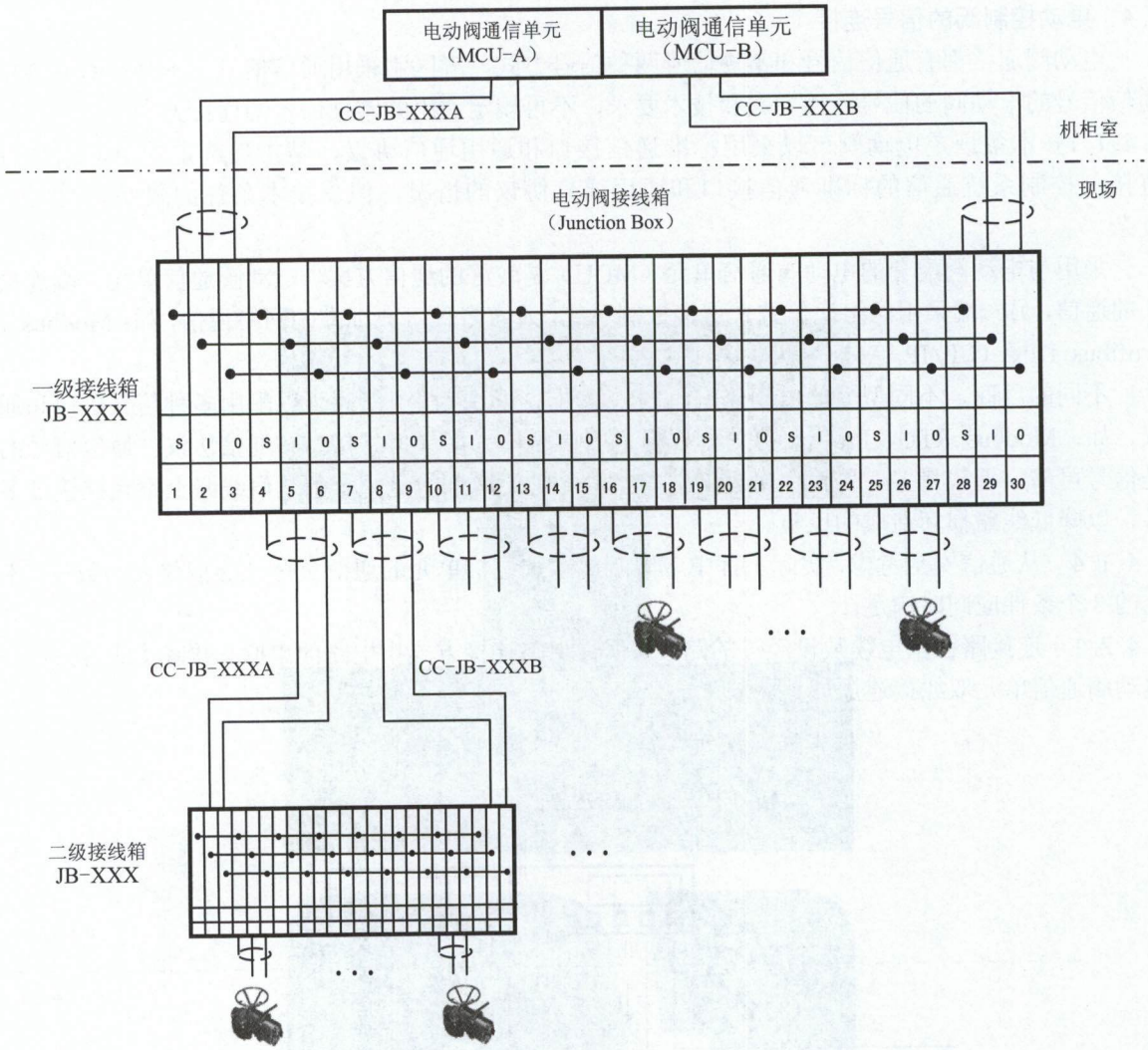


图 7　二级接线箱的接线方式

6.5　罐区库存数据的统计和管理

6.5.2 b）　储罐参数基础数据主要包括：罐类型、罐标识、组分、计算方法、罐的高低限、操作高低限、罐底非罐容区、温度和压力高低限、液位报警及联锁值、静压力修正值、热膨胀系数、储罐参数管理，罐容积表维护、标准密度转换表维护、体积修正系数转换表维护、储罐计量算法维护管理等。

7　罐区安全防护

7.3　罐区仪表系统的雷电防护

7.3.1.1　罐区地处空旷地带或山地丘陵，易受到雷电袭击。根据 GB 50074—2014，储罐大多不设接闪器（原称避雷针）。罐区仪表多位于罐顶等没有对直击雷实施防护的地点，即使是低雷暴地区，雷击损害也高于周边地区和装置区，雷暴频发地区更为严重。在可能遭受严重雷害的地区，罐区实施仪表系统防雷工程能有效地减少雷击事件造成现场仪表和控制系统的损失。

7.3.2.2　原则上，常规通用仪表应在仪表接线口处配备装配式电涌防护器，但由于雷达液位计、伺服液位计、磁致伸缩液位计的信号接口比较特殊，所以第 5.3 条规定宜配备内置的集成式电涌防护器。

信号线路的控制室信号接收端包括 DCS、PLC 等信号模件或通信模件，也包括储罐信号通信单元 TCU。

7.3.2.4 原则上，常规通用仪表应在仪表接线口处配备装配式电涌防护器，但由于电动阀执行机构、电液阀执行机构等信号接口比较特殊，所以第 5.4 条规定宜配备内置的集成式电涌防护器。

信号线路的控制室信号接收端包括 DCS、PLC 等信号模件或通信模件，也包括电动阀通信单元 MCU。

7.3.2.5 电动阀执行机构、电液阀执行机构等供电线路的电涌耐受能力比信号端强。

8 罐区生产管理系统

8.1 基本功能

8.1.1 本规定中的罐区生产管理系统（TMES）是罐区生产运行自动化及管理系统的简称，是工厂生产管理系统（MES）的一部分。TMES 在统一的系统平台上，集成了不同子系统提供的信息和数据，对罐区的生产和安全进行监控，向工厂信息管理系统提供综合查询、统计、报表和信息管理功能。

8.2 系统的基本结构

8.2.1 罐区自动控制系统及生产管理系统各部分的基本功能：

a） 罐区现场仪表：生产现场安装的各种检测仪表和监控设备；

b） 罐区自动控制系统：采用 DCS、PLC、SCADA 实现罐区生产运行的过程控制、信号检测、安全联锁、数据处理、记录存储、人机接口、生产操作、报表、数据服务和安全监控等功能；

c） 罐区生产管理系统：建立在罐区自动控制系统平台上，运行相应功能的软件，包括：罐存信息系统（TIS）、油品输送订单管理系统（OMM）、油品输送自动化系统（MAS）、油品调和优化及管理系统（BOSS）等；

d） 罐区生产计划及调度：下达生产调度和管理指令，具备物料平衡、查询、统计、报表等综合管理功能；

e） 工厂信息管理系统：即企业资源计划系统（ERP），是企业或工厂计划、调度、管理的最高层。

8.2.3 罐区生产管理系统（TMES）专用软件包含多个功能软件，例如：罐存信息系统（TIS）、油品输送订单管理系统（OMM）、油品输送自动化系统（MAS）、油品调和优化及管理系统（BOSS）等。不同供应商的软件功能有所不同，可根据用户需要选择应用。

8.2.4 罐区自动控制系统与罐区生产管理系统（TMES）组成了完整的储运自动化及管理系统，并与企业资源计划系统（ERP）相连接。

8.3 系统的组成及功能

8.3.1.1 罐存信息系统（TIS）涉及的主要信息有罐存量、液位、温度、油品的性质数据、报警状态、设定值、收油或发油作业状态等。

对单个储罐，涉及的数据有罐容积表、罐空量、含水量、密度、最大操作体积、最小操作体积、收油或发油速度、联锁及报警值、作业时间等。

8.3.3.2 油品输送自动化软件的具体执行是将作业订单转化为设备操作指令，传递到现场设备，因此需要在控制系统中配合相关的设备组态。如：电动阀的开和关、输送路径的检查、调节阀的调节、泵的启停和联锁、流量累积的启动和复位、现场每台设备和工艺管线的运行状态等操作和提示。

8.3.3.3 工厂储运罐区不同于商业油库，通常工程设计时就是按照固定来源、固定油品、固定目的地、固定管道输送路径设计。生产计划部门订单下达的油品输送任务，输送路径是既定的，通常没有多项选择的必要，因此管道输送过程中多路径自动选择没有太大意义，而条件检查判断有实用意义。

8.3.4 传统的储罐调和是根据调和订单确定的调和方案，将多种组分输送到一个储罐中，可以按批次（依次加入不同组分）或按比例（同时加入所有组分）经搅拌混合成符合质量要求的产品。产品质量属于开环控制，质量指标不易精确实现。

在线自动调和系统在开工初期因不能立即投用或投用后因故出现调和质量不合格的情况时，也会用到储罐调和。通常调和成品罐内设有调和喷嘴，通过单罐循环流程（流经调和喷嘴，加搅拌）方式，再按配方加入抗静电剂、抗爆剂等，完成储罐调和。

8.3.5 管道比例调和是根据调和订单所确定的调和方案将各组分油按比例通过混合器（又称调和头）在管道内完成调和。调和配方确定了各组分油的比例，包括组分油的百分比，添加剂组分的浓度等。管道比例调和产品质量属于开环控制。

8.3.6 油品在线自动调和与优化控制是基于在线质量测量的具有预测功能的前馈及反馈控制系统，包含多种约束指标，如：组分油成本、产品质量、调和成本、组份油流量比限制条件、产品质量过剩最小化、经济效益最优化等，是具有多输入、多输出、复杂模型和算法的多变量控制系统。

根据调和订单所确定的调和方案将各组分油通过一个共用的调和头完成调和。可调节的各组分油及产品均设有流量控制回路，采用在线油品质量分析仪实时检测分析质量数据，根据最终产品当前质量偏差和约束条件随时修正调和算法及操作。产品质量属于闭环控制，质量指标精确。

9 液化烃装车发运系统

9.1 火车装车设施

9.1.1.1 石油化工储运系统火车装车目前多采用小鹤管。装车站设有栈桥，有多个装车鹤位，为装车作业提供操作平台。

9.1.1.2 火车装车典型工作流程：

a） 根据销售部门的铁路罐车装运单和调度计划准备装车；

b） 空载罐车通过轨道衡，轨道衡称重并保存空衡记录；

c） 业务管理站将待装罐车车号、车型、装量单号、鹤位号、品种、预装量等生成业务指令，下装到批量控制器；

d） 操作员核对罐车车号、车型、装量单号、鹤位号等；

e） 操作员上栈桥对接车位，依次连接鹤管、防溢液位开关、静电接地夹等安全作业检测设备；

f） 现场准备工作完成，启动自动装车作业，分批次装车，达到预装量后自动停止，切换鹤位，直至全部装完；

g） 对装车介质采样，做现场检验密度分析；

h） 记录确认流量计装车数据；

i） 操作员卸下鹤管、防溢液位开关、静电接地夹等；

j） 完成装车业务结算；

k） 重载罐车通过轨道衡，轨道衡称重并保存重衡记录；

l） 罐车驶离装车站区，装车作业结束；

m） 装车业务管理站保存全部记录，打印作业清单，并上传给罐区生产管理系统（TMES）和企业资源计划系统（ERP）。

9.1.1.4 装车操作站和业务管理站记录的所有数据、信息均为重要的作业和销售信息，不得提供人工修改功能。

9.1.3.3 本条规定的火车装车现场仪表设备为典型配置，还可配备电子显示屏等。

采用流量计累积计量的场合，油气回收管线可配备气相流量计。差压变送器测量油气回收开关阀的差压，决定开关阀的开启条件。

采用体积计量的场合，还可配备液相的温度补偿用热电阻。

9.2 汽车装车设施

9.2.1.1 汽车装车鹤位配备鹤管及移动连接部件、防拉断阀、快速接头、弹簧缸机构、与罐车灌装口的连接部件等，配备现场仪表和控制设备如流量计、装车控制阀、开关阀、变送器、溢油及静电保护

器、批量控制器等。

为便于装车设备的制造、集成、安装、调试等工程实施，独立成套的“撬装式”装车设备可以减少现场安装工作量，提高设备安装质量、缩短工程时间。

9.2.1.2 汽车装车典型工作流程：

a） 根据销售部门的客户提货单和检车单准备装车；

b） 业务管理站对待装罐车进行业务确认，核对客户名、车号、作业号、品种、预装量、鹤位号等，制备 IC 卡；

c） 业务管理站根据客户提货单生成业务指令，并下装到批量控制器；

d） 如采用称重计量，待装罐车先通过汽车衡，汽车衡保存空衡记录；

e） 待装罐车驶入指定鹤位，操作员连接鹤管的液相和气相接口、防溢液位开关、静电接地夹等安全作业检测设备；

f） 在 IC 读卡器上刷卡，确认身份及装车作业信息，确认批量控制器数据与提货单一致；

g） 完成现场准备工作后，操作员启动自动装车作业，达到预装量结束；

h） 记录确认流量计装车数据；

i） 操作员卸下鹤管连接设备，罐车驶离鹤位；

j） 称重计量的罐车通过汽车衡，汽车衡保存重衡记录，打印计量单；

k） 客户交还 IC 卡，罐车驶离装车站，装车作业结束；

l） 装车业务管理站保存记录全部数据，打印作业清单，并上传给罐区生产管理系统（TMES）和企业资源计划系统（ERP）。

9.2.1.4 装车操作站和业务管理站记录的所有数据、信息均为重要的作业和销售信息，不得提供人工修改功能。

9.2.3.3 汽车密闭装车现场信号的连接有两种方式：一种是配备 API 标准插座的罐车，防溢液位开关和静电接地检测由罐车自带，当标准插座与鹤位配备的 API 标准插头插接后，信号就接通到批量控制器。另一种是采用鹤位配备的防溢液位开关及静电接地夹。

本条规定的汽车装车现场仪表设备为典型配置，还可配备电子显示屏等。

采用流量计累积计量的场合，油气回收管线可配备气相流量计。差压变送器测量油气回收开关阀的差压，决定开关阀的开启条件。

采用体积计量的场合，还可配备液相的补偿用热电阻。

9.3 装车现场自动化仪表

与汽车装车相比，火车装车的业务管理功能要求相对简单。汽车装车和火车装车所用到的现场自动化仪表设备基本相同。

9.3.1.1 质量流量计用于装车计量的优点是：可直接测得质量流量，可同时测量并换算质量、密度等数据。适用范围宽，精度高。

9.3.1.2 装车流量计的计量精度是根据 GB/T 9109.5—2009《石油和液体石油产品油量计算动态计量》中“5.2.1 ……用作贸易交接计量的流量计的准确度等级不应低于 0.2 级”来确定的。

9.3.2.1 装车控制阀特指液化烃装车管道的控制阀。装车控制阀与批量控制器配套使用，可控制灌装流速、流量。

气动调节阀可以实现连续闭环控制，所以能实现流量的精确控制；也可实现多级分段控制。

气动开关阀和数控开关阀只能实现分段控制，不能实现流量连续闭环控制，所以不能实现精确的流量控制。

数控开关阀是一种自力式开关阀，阀门的开关动力为工艺介质，不需要其他动力，但受到上下游介质压力的影响和自力式开关阀本身结构的局限，控制精度、控制灵敏度和流量特性都不如气动调节阀或气动开关阀，所以不推荐使用。

9.3.2.2 装车流量控制有连续控制和分段控制两种方式，连续控制可实现闭环控制，实现精确定量控制，即预计装多少实际就装多少；分段控制只能实现开环控制，接近预装量，即装了多少就算多少。

9.3.2.5 很多批量控制器虽然接入了流量信号，但采用的控制规律仍然是开环控制，并没有实现闭环控制，如果使用开关阀，则用开关信号；如果使用调节阀，则用 4mA～20mADC 信号。

9.3.2.6 球阀可采用固定式球阀，也可采用浮动式球阀。

9.3.2.7 气动开关阀的动力为仪表用压缩空气，阀门动作不受工艺介质压力和阀前后压差的影响。

9.3.2.8 数控开关阀是带有 2 台电磁阀的活塞式或膜片式自立式开关阀，采用 2 个开关信号控制 2 台电磁阀，实现阀门的分段开关。

9.3.4.1 配备 API 标准插座的汽车罐车，防溢液位开关由罐车自带，装在罐车内部，通过 API 标准插座和插头的插接将信号引出。

9.3.5.1 罐车和灌装设备应与接地装置进行完好的防静电连接，这是液化烃装车安全操作的必要条件。静电接地夹的功能是连接并检测罐车的接地状态，泄放罐车上产生的静电，保证灌装作业安全。

9.3.5.2 配备 API 标准插座的汽车罐车，静电接地检测由罐车自带。

9.3.6.3 溢油及静电保护器的功能是连续检测防溢液位开关和静电接地开关的状态，构成检测报警保护系统。当液位升高达到防溢液位开关报警点，或静电接地开关信号非正常时，溢油及静电保护器向装车系统发出停止装车信号，关阀、停泵、终止灌装作业，并发出声光报警。

9.3.6.6 溢油及静电保护器分为上装式和下装式两种：

a） 上装式顶部灌装的汽车或火车罐车，与溢油及静电保护器配套连接的有安装在罐车口或鹤管上的防溢液位开关、静电接地夹；

b） 下装式底部灌装的汽车罐车，与溢油及静电保护器配套的连接采用符合 API RP 1004 规范的标准插头，简称 API 标准插头；

北美、欧洲国家的汽车罐车配有防溢液位开关、静电接地信号，内部连接到罐车的 API RP 1004 的标准插座中，通过 API 标准插头接到溢油及静电保护器中。

c） 目前我国汽车装车处于由顶部灌装向底部灌装的转换过渡阶段，各种灌装汽车的车型并不统一，有的配有 API 标准插座，有的没配备，还需使用防溢液位开关和静电接地夹。因此，溢油及静电保护器宜同时配备与防溢液位开关、静电接地夹和 API 标准插头的信号接口。

9.4 批量控制器

9.4.5 液化烃灌装全过程的控制目标是：灌装起始阶段，开启控制阀到一定的开度，采用小流量限制流速，防止静电引发事故和大量挥发；当液体浸没鹤管口后，开大控制阀，大流量装车，缩短装车时间。灌装即将完成阶段，关小控制阀，进行小流量灌装，最后缓慢关闭控制阀，达到预装量，防止灌装结束突然关闭控制阀引起管路“水击”，损坏设备或导致事故。

液化烃灌装时控制流速的目的是为了减少装车过程产生的静电和烃类液体的挥发。

本条流速限制数据参考 GB 50074—2014《石油库设计规范》8.1.9、8.2.8 的规定。

9.4.6 流量连续控制方式的流量控制回路是随动控制，类似串级控制的副回路。流量给定值是批量控制器的内部给定，是由装车的流量控制程序设定的。流量控制过程是：装车初始阶段缓慢增加流量，到一定的值，保持低流速装车；当液体浸没鹤管口后，平稳将流量增加到最大值，持续大流量装车；到装车结束阶段，关小装车控制阀，平稳减小流量，进行小流量装车，达到预定装车量时关阀，实现精确定量装车。

9.4.7 流量分段控制方式不以流量作为被控变量，属于开环控制。流量检测值仅用于流量累积，累积值决定了不同流量的分段控制时间点，适时发出改变流量的程序控制指令。实现：启动装车，初始阶段小流量慢流速装车，中间阶段大流量装车，接近结束阶段，降低流量装车，最后达到预定装车量停止，实现定量装车。

采用开关阀作为装车控制阀的流量分段控制方式曲线示例见图 8。

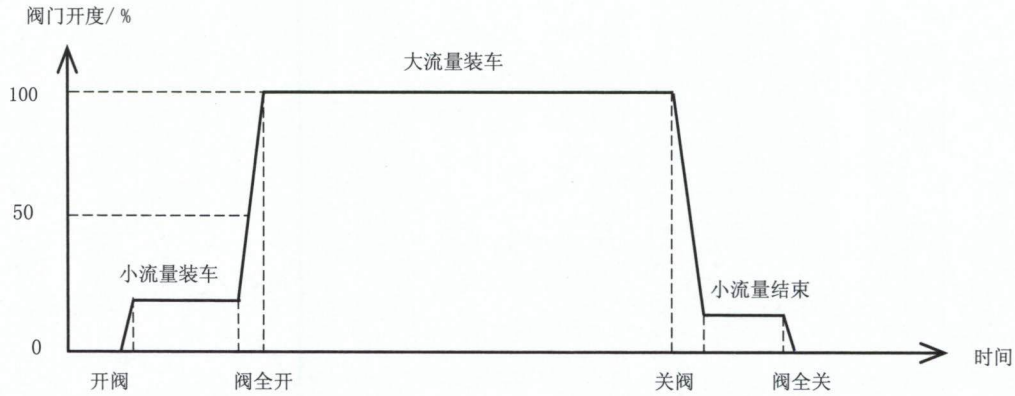


图 8　流量分段控制方式曲线示例——三段控制的流量曲线

9.7　装车业务管理站

9.7.1　装车业务管理站的功能是收发业务管理，可在自动控制系统中配备专用服务器运行装车管理软件来实现，也可采用工业控制计算机运行专为装车管理定制的小型软件作为装车管理站。