

石油化工储运内浮顶储罐氮封及油气回收改进方案

郭青美（洛阳瑞泽石化工程有限公司，河南 洛阳 471003）

摘要：分析了石油化工常压内浮顶储罐氮封和油气回收具体实施过程中的问题，提出了氮封和油气回收的改进方案。

关键词：内浮顶储罐；氮封；油气回收

目前，根据 SH/T3007-2014《石油化工储运系统罐区设计规范》的要求，选用降温储存的石油化工常压储罐储存沸点低于 45℃或在 37.8℃时饱和蒸气压大于 88kPa 的甲 B 类液体，储存 I、II 级毒性的甲 B、乙 A 类液体，以及有特殊要求的甲 B、乙 A 类液体，以上应设置氮气或其他惰性气体密封保护系统。除 SH/T3007 要求外，甲 B、乙 A 类中间原料储罐、芳烃类储罐、轻污油储罐、酸性水罐、排放气中含有较高浓度油气和硫化物等需对排放气体进行收集治理的储罐应设置氮气密封或符合安全要求的其他气体密封。根据 GB31570-2015《石油炼制工业污染物排放标准》企业边界任何 1h 大气污染物中非甲烷总烃的平均浓度 $\leq 4.0\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。有机废气排放口非甲烷总烃去除效率 $\geq 95\%$ 。基于 GB31570-2015 的要求，罐区顶部气相中若非甲烷总烃含量超过上述要求的，不能直接排入大气中，需考虑后续处理。根据《石油化工储运罐区 VOCs 治理项目油气连通工艺实施方案及安全措施指导意见》的要求，对具有回收价值的工艺废气、储罐呼吸气和装卸车废气进行回收利用。

目前石油化工储罐区 VOC 的回收方案有多种，气相平衡管方案、直接连通共用切断阀方案、单罐单控方案、单呼阀方案。以上方案各有优缺点。

气相平衡管方案，优点是设计简单，节省氮气，各个罐内压力自平衡；缺点是气相压力高时，无法回收，只能通过呼吸阀排放，污染环境，不符合规范要求，且若连通罐出现火灾时，无法远程紧急切断油气管线，将储罐单独隔离。

直接连通共用切断阀方案，优点：节省氮气，压力高时首先在相通储罐内压力自平衡，平衡后若压力还高，才去油气回收部分，符合环保规范要求；缺点：若连通罐出现火灾时，无法远程紧急切断油气管线，将储罐单独隔离。

单罐单控方案，优点是每个储罐在发生火灾等事故时，都可以远程切断，单独隔离，每个罐单独实现

压力平衡；缺点是浪费氮气。

单呼阀方案，优点是设计简单，每个罐单独实现压力平衡；缺点是，浪费氮气，且发生火灾等事故时无法将单个储罐远程隔离开来。综上，以上四种方案各自有优缺点。

目前设计中，常用的方案为将直接连通共用切断阀方案和单罐单控方案优化在一起，如图 1 所示，当所有储罐压力都大于设定值，或者油气回收总管上切断阀前压力大于设定值时，打开油气回收总管上的切断阀，超压部分油气至油气回收设施；当所有储罐压力都小于设定值，或者油气回收总管上切断阀前压力小于设定值时，关闭油气回收总管上的切断阀。但是在实际生产运行中，以上方案也存在缺点。笔者以亲自参与的储运常压内浮顶罐区的氮封和油气回收为例，详细阐述目前储运常压内浮顶罐区氮封和油气回收中的问题及改进措施。

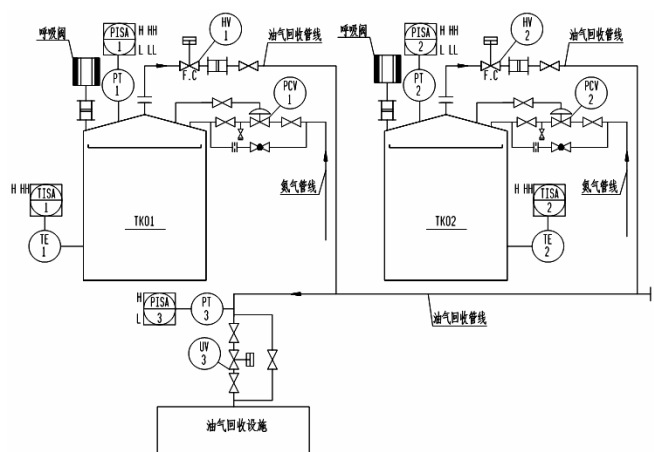


图 1 山东某炼厂的储运罐区氮封和油气回收流程图

1 储运常压内浮顶罐区氮封和油气回收的难点

常压储罐氮封的作用主要是为了防止储罐出现负压，而从呼吸阀吸入空气污染罐内存储介质或引发安全事故，所以常压储罐需用氮气维持罐内微正压，氮封的压力设定值常为 0.2kPa-0.5kPa（根据工艺要求定），并应避免与呼吸阀和单呼阀或控制阀等设定压力交

集,产生不必要的氮气损耗和浪费。本文以 0.3kPa 为例,当储罐压力低于 0.3kPa 时,打开补气阀,向储罐补气;当储罐压力大于 0.3kPa 时,关闭补气阀,停止向储罐补气。目前氮气密封系统,注氮气管线上阀门设置的方式有调节阀、自力式调节阀、氮封阀等多种方式,调节阀方案需用罐顶的压力变送器,实现压力调节,调节阀和自力式调节阀,阀门动作频繁,比较浪费氮气,目前多采用氮封阀。氮封用的氮气自空分单元来,压力为 0.6–0.8MPa,为实现氮封,需通过上述阀门(调节阀或自力式调节阀或氮封阀),把氮气压力自 0.6–0.8MPa 降至 0.3kPa,压差较大,造成阀芯很小,对阀门要求也较高,在笔者亲自参与设计的山东某炼厂的储运常压罐区中,出现储罐外抽油,氮气补压时,补不及的现象。造成常压储罐外抽油时,常压储罐压力持续低于设定压力 0.3kPa 的情况。

罐区设置油气回收系统不仅减少了 VOCs 的排放,避免了环境污染,也实现了氮气的回收利用。目前常采用储存相同或相似介质油罐的罐顶油气先实现罐与罐之间的内部压力平衡后,再回收至油气回收设施,以节约氮气消耗。在每座储罐的罐顶油气回收线上设切断阀(此切断阀一般情况下常开),在油气回收的总管线上也设切断阀。当参与内部平衡的所有储罐压力都大于设定值 P_1 ,或者油气回收总管上切断阀前压力大于设定值 P_1 时,打开油气回收总管线上的切断阀,超压部分油气至油气回收设施;当参与内部平衡的所有储罐压力都小于设定值 P_2 ,或者油气回收总管上切断阀前压力小于设定值 P_2 时,关闭油气回收总管线上的切断阀。油气回收总管上的压力测点和切断阀尽量远离储罐,靠近油气回收装置,以利于各个储罐内部先平衡,节省氮气。通常常压内浮顶储罐 P_1 设定值为 0.68kPa, P_2 的设定值为 0.4kPa, P_2 的设定值需大于储罐补氮气压力,以防出现补氮气阀门和油气回收阀门同时打开的情况。

储罐增加气相连通收集后,安全风险防控的重点是防止重大群罐火灾。目前防止群罐火灾的措施是,在每个储罐的油气回收管线切断阀后都设置了管道爆裂型阻火器(靠近储罐位置),阻火器阻火元件和紧固件等内件材质应选用不锈钢。因为储罐为微正压,要求阻火器的阻力降尽量低(0.3kPa 左右)。目前市面上阻力降不大于 0.3kPa 的阻火器很难采购,阻火器的阻力降大多大于 0.3kPa。即使采购到了 0.3kPa 阻力降的阻火器,当某一个储罐压力高,要与其他储罐

压力平衡时,这个储罐内的气体需经过 2 个阻火器才能达到相邻储罐,压力降为 0.6kPa。因储罐的压力设定值为 0.3kPa,最高压力在 0.68kPa 左右,储罐内部平衡时的阻力降过大,高压储罐的气体很难通过 2 个阻火器到达低压储罐,实现内部平衡。山东某炼厂的储运罐区油气回收因阻火器压降过大的原因,无法实现储罐内部的气相平衡压力平衡,不能起到节约氮气消耗的作用。

2 储运罐区氮封的改进方案

目前氮气密封系统,注氮气管线上阀门设置的方式有调节阀、自力式调节阀、氮封阀等多种方式。为把氮气压力自 0.6–0.8MPa 降至 0.3kPa,三种形式的阀门都需缩径,造成阀芯较小,都存在储罐抽油时,氮气补不及的情况。另外,自力式调节阀和氮封阀二者控制精度较低,比较浪费氮气,氮封阀存在开关频繁的问题。

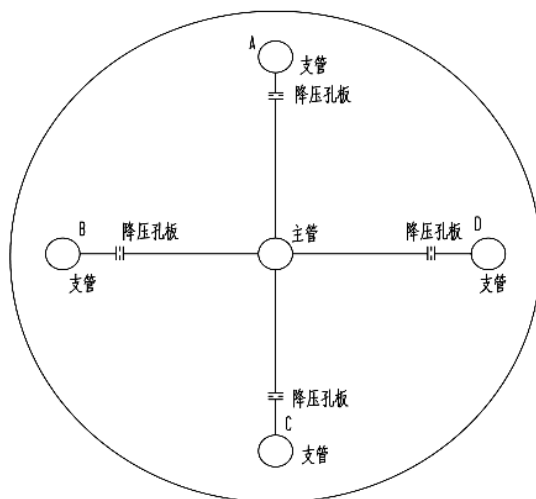


图2 储罐顶部氮封俯视图

为了解决上述问题,将氮封阀门改为与管道同口径的压力控制切断阀。罐顶压力一般设置在 0.2kPa–0.5kPa(根据工艺要求定),在罐顶压力 ≤ 0.2 kPa(根据工艺要求定)时,打开切断阀,往罐内注入氮气;在罐顶压力 ≥ 0.5 kPa(根据工艺要求定)时,关闭切断阀,停止往罐内注入氮气。避免了阀门操作频繁的缺点。当一路补气管线直接补至储罐时,存在储罐内部压力不均匀,浮盘受压不稳,甚至翻盘的可能。为了避免上述情况,采取在储罐顶部均分 4 路补气管线同时补氮气的方案(补气管线数量根据储罐直径大小适当增减)。即在补氮切断阀后分 4 个支路,在罐顶每 90° 开一个补氮口,在支管上分别设置降压孔板。如图 2 所示,4 个支管在储罐顶部的开口 ABCD,距

储罐壁距离相等,且均分布置。为了减慢氮气的流速,4个支管与主管同口径。通过以上措施,解决了储罐抽油时,氮气补不及,造成储罐出现负压的工况。

3 储运罐区油气回收的改进方案

管道爆轰型阻火器的作用,是储罐发生火灾时,防止火苗通过油气回收管线到达临罐,同时也能提供爆轰的防护。储罐顶部的气体需经过2个阻火器,才能到达临罐进行气相平衡,但是阻火器压降较大,造成储罐顶部气相平衡不能实现。储罐顶部气体90%多是氮气,其余是油气,危险性较低(在储罐内部,没有氧气,且没有产生爆炸的能量),故取消油气回收管线上的阻火器(此处阻火器的设置是参考《石油化工储运罐区VOCs治理项目油气连通工艺实施方案及安全措施指导意见》的要求,规范中并没有要求此处设置阻火器,不违反规范。另参照外浮顶罐,浮盘与罐顶中间也有油气,在火灾检测上,一般只设火灾自动报警系统,大型储罐再设电视监控系统。外浮顶罐多为大型储罐,储存原油等介质,原油属于甲B类液体),改为温度控制连锁关闭储罐顶部油气回收管线的切断阀。

具体方案是,在每个储罐顶部设置一个远传温度计,在每个油气回收支管线中间设置一个远传温度计,实时检测罐内和油气回收管线内气体温度,当任一远传温度计检测温度过高(如高于80℃)或信号丢失时,关闭所有储罐顶部油气回收管线上的切断阀和油气回收总管上的切断阀。切断阀关闭越快,越安全,所有切断阀的关断时间定为2S。本方案,可以在储罐着火初期,切断与相邻储罐的通道,防止引燃其他储罐。假如储罐突然爆炸,损坏了远传温度计,因把远传温度计丢失信号也纳入连锁中,即任一远传温度计信号丢失,也切断油气回收所有相关切断阀。此方案,即使误关了所有油气回收管线上的切断阀,也没有安全隐患,因为罐顶部都设有呼吸阀和紧急泄放设施,不会造成罐顶压力过高。

罐底油相也设置了温度报警,当罐底温度高高报警时,通过电视监控和实地排查,若罐底周围着火,通过连锁程序紧急切断按钮,一键切断储罐油气回收相通的所有切断阀。根据AQ/T3054-2015《保护层分析(LOPA)方法应用导则》查知,阻火器的要求时的失效概率PFD为 10^{-1} ~ 10^{-3} ,为了保证上述方案的PFD低于阻火器,把上述参与温度高高连锁切断油气回收管线切断的相关仪表的安全完整性等级定为低要求操

作模式下的SIL2级,平均失效概率为 10^{-2} ~ 10^{-3} 。

综上,此方案可以应对着火和爆炸情况,且安全等级不低于阻火器方案。氮封和油气回收改进后的方案,流程如图3所示。

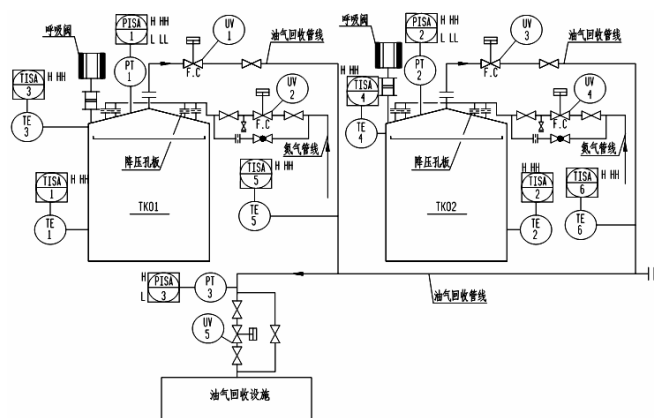


图3 改进后的内浮顶储罐氮封和油气回收流程图

4 其他注意事项

常压内浮顶储罐的氮封压力在0.2~0.5kPa,压力很低,微正压,在选用压力检测仪表时,需核实最高压力,在满足最高压力的情况下,尽量缩短测量量程,保证压力仪表的测量精度。新增设的远传温度计,选用精度较高PT100热电阻。

储罐涉及“两重点一重大”时,要全面开展过程危险分析,安全完整性等级评估及审查,应执行功能安全相关要求,设计符合要求的安全仪表系统。设计安全仪表系统时,所有SIL>0的安全仪表回路都需在SIS系统中实现,且所有SIS系统的检测元件与执行元件等都与BPCS独立起来。

5 结束语

储存甲B、乙类液体时,大多用常压内浮顶储罐。根据规范和环保要求,保证氮封和油气回收的可靠设置,很有必要性。

参考文献:

- [1] SH/T3007-2014. 石油化工储运系统罐区设计规范[S]. 北京:国家工业和信息化部,2014.
- [2] GB31570-2015. 石油炼制工业污染物排放标准[S]. 北京:环境保护部,2015.
- [3] 王晏. 内浮顶轻污油罐氮封系统改造[J]. 中国化工贸易,2015(17).

作者简介:

郭青美(1984-),女,汉族,河南濮阳人,学士学位,长期从事石油化工仪表的设计、管理工作。