

关于输油干线截断阀更换的问题研究

胡 婧（四川科宏石油天然气工程有限公司，四川 成都 610000）

摘 要：长距离输油管道是目前运输原油及成品油最经济、便捷、高效的方式，但随着时间推移输油管道干线截断球阀已逐渐出现比较严重的内漏现象。本文针对干线截断阀的更换进行讨论，对带压封堵的作业进行介绍。

关键词：输油管道；干线截断阀更换；带压封堵

1 概论

石油是当今世界最重要的能源之一，它已经成为世界上许多国家加发展的重要基石，是国家生产发展不可或缺的战略资源，对保障国家的经济发展、国防安全和社会进步有不可替代的作用。目前运输原油及成品油最经济、便捷、高效的方式是长距离输油管道。

长距离输油管道分为原油管道和成品油管道。原油管道主要是指输送原油产品的管道，我国目前的原油管道主要包括中俄原油管道、中哈原油管道、中缅原油管道等。此外，还有延长石油在陕西省境内的地方国有管网、中国海油主导的海域管网、中国石化在两广地区较小规模的沿海管网等。成品油输油管道是长距离输送成品油的管道，如今在我国有多条成品油输油管道已经在运营中或在建中，主要有：中国石化所轄的西部成品油管道、兰成渝、兰郑长、港枣和锦郑等输油干线，以及中国石化所轄的鲁皖系列管道和西南成品油管道等干线。

随着建管时间越来越长，受输送介质内杂质的影响，沿线各站场阀门会陆续出现较严重的内漏现象。以兰成管道和兰成渝管道为例阀室干线截断球阀和站场进站截断球阀已经出现了内漏现象，经现场维修人员多次排查，判断为较严重内漏，经维修人员多次利用停输时机操作检修，仍存在内漏问题，给管道的安全生产带来极大隐患。

2 更换阀门方案

对于输油管道干线截断球阀内漏的问题，一般采用更换截断阀门的形式。可通过封堵工艺和排油工艺两种方式进行干线截断阀门的更换。对于排油的方式必须结合整条输油管线的图，分析截断阀门与其上下游站场的高程差。根据地形选择向下游油库回油或选择站场上游排油的方式。封堵作业不需要拘泥于高程，按照封堵头形式分为筒式封堵、塞式封堵、折叠式封堵和囊氏封堵。

对比两种工艺优缺点，见表 1。

表 1 封堵方案与排油方案对比

	封堵工艺	排油工艺
优点	工作范围仅限于改造阀门小距离范围内；排油量小；对地势要求不高；停输时间短。	改造工程量小；施工难度小；投资少；不需临时征地；安全风险较小。
缺点	施工工艺复杂、需要专业的单位和人员进行施工；需要临时征地；施工难度大，对施工单位技术水平要求更高；投资费用高；安全风险较大。	排油量大，排油时间长，需要的停输时间长；对动火处地势要求较高。
适用范围	适用于任何地势条件下的工程；适用于停输时间较短的工程。	适用于站场内非线路主管道上的改线（换阀）工程；适用于线路管道上地势条件好的工程。

综上所述，排油法虽然投资少、安全风险低，但是存在以下问题：若采用油库回油法，要求下游油库的高程比更换阀门处低，且沿线管道不能出现比更换阀门处高的地势；若采用站场排油法，排油量一般较大，油罐车每车仅能拉运 30m³ 的油，工作量过大、且停输时间不允许；排油法一般很难保证管道的油全部排放干净，工程又需动火，其安全风险反而增大，故推荐采用封堵工艺。

2.1 封堵方案

改造封堵工艺方案有以下 2 种：

2.1.1 停输封堵工艺

停输封堵工艺，即关断需整改阀门的下游截断阀、上游截断阀进行管道封堵工艺。

2.1.2 不停输封堵工艺

不停输封堵工艺，即在不间断管道介质输送的情况下完成对管道的更换、移位、换阀及增加支线的技术工艺，通过增加的支线临时输送油品，改造管段更换完毕后，再拆除临时支线。

2.1.3 停输封堵与不停输封堵方案比选

停输工艺与不停输工艺优缺点对比见表 2。

表 2 停输封堵与不停输封堵优缺点对比

优缺点	停输封堵工艺	不停输封堵工艺	备注
优点	改造工程量小，投资少。	不影响管道运行及下游生产。	
缺点	对施工工期有要求，需在规定的停输时间内完成改造工作，否则影响下游生产。	1. 改造工程量较大，需在站外新增临时用地，新建旁通管道，改造完后需拆除旁通管道； 2. 投资大；3. 施工难度大，对施工单位技术水平要求更高。	

不停输封堵难度大、安全风险高、成本高，推荐考虑采用停输封堵工艺，且施工需在规定的停输时间内完成。由于是停输封堵，封堵压力为封堵点上（下）游至上（下）游截断阀之间管段的静压。

2.1.4 封堵类型及适用性

按照输油管道更换阀门处的位置，带压封堵技术可以分为以下几种形式，现场可以根据需求选择封堵的形式：①单侧封堵：适用于站内收（发）球筒上游干线截断阀的更换。由于阀门下（上）游就是收（发）球筒，通过单侧封堵的方式就可以达到双封双堵的效果，此方法可以减少施工工期并减少封堵的费用；②双侧双封：适用于阀室干线截断阀的更换，上下游均需进行封堵。

2.2 工艺设备及袖管材质选择

站场设备选择应采用经过生产实践验证的、高可靠性的设备。提供设备的厂家必须具有良好的产品质量、信誉和应用经验，有良好的售后服务能力，并能提供有力的备品、备件及现场技术服务支持。

干线截断阀选用操作灵活，结构紧凑，关闭严密的球阀。球阀应为双截断和泄放的阀门，同时要求每一侧都能承受全压差。阀座采用一端单活塞效应阀座，另一端双活塞效应阀座，以保证进口端和出口端的密封，阀门阀体或铭牌上应有清晰的阀座形式标识。球阀及其附带的辅助阀门的泄漏等级均应达到相关要求，在实验压力持续时间内无可见泄漏，球阀阀座的密封应采用金属密封加非金属密封的组合密封方式。

球阀的执行机构可以选择利旧，球阀开关阀门所需的扭矩限位器要与原执行机构输出扭矩保持一致。阀门应装有阀位指示器，以确定阀门的位置。手动操作时，其手轮的操作力不大于 250N。

管材及规格跟原阀门左右两边连接管道管材保持一致，制管标准满足相应规范要求。

2.3 施工注意事项

2.3.1 作业坑开挖及回填

在动火点位置进行作业坑的开挖，要求管顶上部

0.8m 以上、带管堤的管段管顶上部 0.5m 以上的覆土采用机械推（挖）土作业，其余覆土和管沟内的土方应人工开挖。本工程开挖深度较深，开挖时必须进行放坡，且需对作业坑进行支护。挖掘时应该仔细核对地下管道的走向及埋深，严禁超挖，破坏管道。放坡系数 1:0.75，确保管沟内施工作业无安全隐患。

作业坑保证有足够作业空间，坑底宽度应按下式确定：

$$W = \Phi + K$$

式中：

W—坑底宽度，m；

Φ—管道外径，m；

K—坑底加宽系数，K=2.5m。

- ①作业坑内下口尺寸：封堵作业坑长 × 宽 = 8m × 5m，管道埋深 -1.5m，作业坑坑低至管道底部为 0.7m；
- ②作业坑挖出的土转运至作业坑外堆放；
- ③作业坑一角要挖集水坑，以便积水用水泵抽取；
- ④在断管的位置下方挖好集油坑，并准备集油槽；
- ⑤连头作业坑内必须铺设防渗膜；
- ⑥作业坑在管道两侧分别设置不少于 2 两条逃生通道，并用沙袋码出台阶，台阶宽度不小于 800mm。

作业坑回填时，生熟土要分开回填，管道悬空部位要采用细土回填并夯实管基础软土层部位，每回填 200–300mm 厚时夯实一次，回填时用编织袋装土保护好电缆，回填至地面 300mm 时用熟土回填，压实系数 0.93，回填土要高出地面 100mm。对含油土壤由专业单位处置。

2.3.2 开口封堵

开口封堵的施工包括带压开孔、动火连头等工序，存在不确定因素较多，且涉及范围广，应整体考虑时间上的安排和要求，在流程上尽量减少动火次数和动火点。

由于施工是在已建站场的基础上进行改建工作，因此施工应尤其注意对已建部分的保护，文明施工，确保施工及运行安全。

施工改造部位与已建设备、管线距离较近，管沟及基础施工建议采用人工开挖的方式，以确保已建管道、电缆的安全。

2.3.2.1 开口封堵应考虑以下问题

- ①开口封堵操作应严格遵守《钢制管道封堵技术规程》（SY/T 6150.1–2017）；
- ②施工单位应根据相关规范编制完整可靠的《开口封堵施工方案》；
- ③开

口封堵期间应有相应的安全预备措施和方案。

2.3.2.2 安全预备措施

①作业单位、作业人员一定具有相应资质；②作业期间一定要有专业消防队伍提供消防保障，同时在作业坑内要安置合适的小型灭火器材；③有效地清除现场油气，将封堵段至切割段管道内成品油进行彻底清理，待检测焊接段无存油后方可作业，并采取有效的措施防止作业现场油气集聚；④防止油气泄漏事故，做好阀门、管道、封堵器等的防泄漏工作；⑤杜绝现场一切其他火源，应采取措施如限制火种使用或产生、使用防爆电气设备、防爆工具、将劳保防护用品穿戴好，将设备进行接地等。

2.3.3 断管、管道焊接和焊口检查

2.3.3.1 断管

①将断管设备提前安装到管道上；②断管作业前作业坑要内铺设防渗膜，在防渗膜上放置收油槽，然后进行断管，断管中泄露的原有或成品油要及时回收；③机械断管后，用吊车将拆下的旧阀门吊离施工现场。

2.3.3.2 管道焊接

本工程站场中的管道管材选用技术要求应符合 GB50540-2009 之规定。①预制完毕的管段，应将内部清理干净；②管道、管道组成件、阀门、设备等连接时，不得采用强力对口；③管道相邻两道焊缝距离不得小于 1 倍管道公称直径，且不得小于 150mm。钢管对接焊缝上及其边缘不得开孔；④管道组对焊接时，应设专人对管子进行清扫，管内不得有石块、泥土等杂物。应对坡口及其内外表面用手工或机械方式进行清理，清除管道边缘 10mm 范围的油、漆、锈、毛刺等污物，并将坡口打磨至见金属光泽；⑤焊接方式及材料根据焊接工艺评定确定。

2.3.4 焊口检查

所有管道全部环焊缝均应按《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》（GB50540-2012）要求进行外观质量检查。外观质量检查合格后再对管道全部环焊缝进行 100%X 射线检测和 100% 超声波检测。

探伤检查标准按《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109-2013）标准执行，达到Ⅱ级为合格，同时焊缝不得有未熔合。

2.4 阀门安装

①阀门应具有产品合格证，试验检验合格证；②阀门试验前应进行外观检查，外观质量应符合 GB50540-

2009 相关要求；③阀门安装前应用清水进行强度和密封性试验，强度试验压力应为工作压力的 1.5 倍，稳压不少于 5min，壳体、垫片、填料等不渗漏、不变形、无损坏、压力表不降为合格。密封试验压力为工作压力。稳压 15min，不内漏、压力表不降为合格；④阀门试压合格后，应排除内部积水（包括中腔），密封面应涂保护层，关闭阀门，封闭主入口，填写《阀门试验记录》；⑤阀门安装前应按设计文件核对其型号和编号，根据介质流向确定安装方向，复核阀门合格证及试验记录。阀门安装前应检查填料，其压盖螺栓须有足够的调节余量；⑥当阀门与管道以法兰或螺纹方式连接时，阀门应在关闭状态下安装。当阀门与管道以焊接方式连接时，阀门不得关闭，应在开启状态下焊接；⑦各类阀门规格型号、公称直径、公称压力、材质等应符合该类阀门技术规格书、设计文件及有关规范的要求。

2.5 执行机构利旧

替换球阀可以仅采购阀体，执行机构利旧。施工时，首先拆除球阀上的执行机构再进行机械断管、吊装旧阀门、安装新阀门，再进行焊缝检测和阀门防腐，最后进行旧执行机构的安装。利旧安装执行机构前需先观察新阀门与利旧执行机构的连接管是否匹配，不匹配则需焊接大小头。执行机构安装完毕后，需要对其控制线进行连接并进行阀门调试。

3 总结

通过封堵技术，可以解决长距离输油管道阀门内漏的问题，已在各输油管道中广泛应用，也可以解决干线管道腐蚀更换等问题，是管道维抢修的可靠保证，在管线施工作业中发挥着重要作用。

参考文献：

- [1] 吉庆涛. 管道不停输带压封堵技术介绍 [J]. 化学工程与装备, 2018(8).
- [2] 齐先志, 谢成, 王唯, 等. 输油管道截断阀的优化设定 [J]. 石油工程建设, 2022, 49(5): 38-41.
- [3] 冉小俊, 张建昌, 赵生祥, 等. 靖惠输油管道截断阀远程控制改造 [J]. 西部大开发, 2022(4): 2.
- [4] 何鹏飞. 输气管道干线截断阀关断统计分析与预防措施探讨 [J]. 石化技术, 2022, 29(2): 93-94.
- [5] 刘君涛. 干线截断阀电控单元故障分析与建议 [J]. 科技尚品, 2021(3): 11-13.
- [6] 侯超波, 刘钊, 王旭. 长输天然气管道干线截断阀异常关断事件分析及处理 [J]. 当代化工, 2021, 44(10): 3-5.