

# 石油化工业输油管道安装施工存在的问题与对策

迟浩利 陈 思 (中石油华东设计院有限公司, 山东 青岛 266071)

**摘要:** 在石油化工业生产过程中, 会涉及到各种工艺管道的应用, 其构造复杂、技术性强, 作用、功能等极其重要, 与石油化工业的生产效率、产品品质, 以及安全性密切相关。如果输油管道存在质量方面的隐患, 会给石油化工业企业生产带来巨大的威胁, 轻者影响正常的生产计划、生产部署, 重者引发安全生产事故, 造成人员伤亡和经济财产损失, 后果不堪设想。因此, 在石油化工业企业输油管道安装过程当中, 做好质量控制工作成为一项关键的工作, 应当得到高度的重视、严格的落实。

**关键词:** 石油化工业企业; 输油管道; 运行风险分析; 控制措施

## 0 引言

石油化工业工艺管道不仅构造相当复杂, 而且技术性极强, 必须全面满足石油化工业生产的各项技术指标, 如果存在质量隐患, 后果不堪设想。为此, 应将石油化工业工艺管道安装的质量控制技术作为一项关键课题, 积极加强研究、探讨与实践, 一方面既要客观的认识、剖析石油化工业工艺管道安装中的常见问题, 另一方面要采取科学、严格的质量控制技术, 确保好石油化工业工艺管道安装质量, 切实有力的保障安全生产。

## 1 石油化工业管道运行风险分析

### 1.1 人的因素

现场作业人员除了焊工、起重工、电工等特种作业人员外, 其余的作业人员多为农民工, 个人素质、安全意识普遍不高, 又缺乏安全教育培训, 对高风险作业认识不足, 施工过程中经常出现违章作业、违反劳动纪律等不安全行为。部分人员不具备相应高风险作业的技术能力和资质, 如起重吊装作业、爆破作业人员没有获得从事相应工作的资格证, 未持证上岗, 劳务工人未经过上岗前技能培训和安全教育。施工管理人员和监理人员对施工现场安全管理重视程度低, 缺乏安全素养和责任心, 安全执行力不强, 经常为了工程进度、成本而忽视安全, 对现场工作环境“脏乱差”视而不见, 不及时纠正作业人员违章作业、违反劳动纪律的不安全行为, 思想上麻痹大意, 甚至施工和监理单位管理人员也违章指挥、违规作业。

### 1.2 物的因素

现场使用的机具、设备有缺陷, 或者机具、设备未经检验合格就投入使用, 存在安全隐患。比如联合吊管、山区/陡坡作业使用的吊机装载力不足、高度限位器损坏失效, 性能不满足施工要求, 导致

发生设备倾覆、人员受伤事故; 管道试压作业时, 阀门未进行有效隔离锁定, 开启阀门时, 人员在阀门正前方, 管道内可能出现压力为完全释放, 将作业人员打伤等。

### 1.3 环境因素

长输管道施工均为野外施工, 有些作业的气候环境非常恶劣, 对施工人员的身心健康产生不利影响, 如在高温、潮湿的气候环境下, 作业人员容易发生中暑事件; 在严寒的气候环境下, 作业人员容易发生冻伤事件。在山川、河流、鱼塘、水网、沼泽等恶劣的地理环境中, 施工难度大大提高, 如在高山、沟壑地段进行管道敷设, 纵、横坡度大, 机械和人员作业处于一种不稳定状态, 机械设备容易失稳倾覆; 在鱼塘、水网、沼泽地段进行管道敷设, 需进行排水、清淤、加配重块深埋, 由于淤泥承压性差, 清淤作业容易发生机械下陷、塌方事故。此外, 野外作业蚊虫叮咬容易传播病菌。

### 1.4 管理因素

施工单位对高风险作业管控不严。一是高风险作业没有制定相应的专项方案, 或者高风险作业专项方案内容不合理, 可操作性差, 在实践中出现编制的方案与现场实际脱节, 存在现场风险识别不充分、制定的安全保障措施针对性不足等问题, 专项方案难以发挥指导作用; 二是施工机组在作业前没有进行安全分析、每天班前会没有进行安全技术交底, 作业人员不清楚高风险作业存在哪些风险因素, 应该采取什么安全技术措施来保证作业安全; 三是对机械设备管理不到位, 现场使用有缺陷、不满足安全性能的机械设备, 机械设备作业过程容易造成人员伤害事故; 四是对分包商管理不到位, 存在违法分包、转包的情况, 无法对现场进行有效管理, 导致现场管理失控; 五是安全投入不足, 安全

经费没有足额提取用于现场人员安全培训、现场安全保障措施落实等安全生产工作中。

监理单位监管不到位。一是对高风险作业方案把关不严，导致编制作业方案和实际作业内容脱节；二是对进场报验的作业人员、机械设备审核不严，部分作业人员、机具设备未经报批就入场作业；三是现场监督不力，未能及时发现施工方案与实际作业脱节，未及时发现和处理未经报验就进场的作业人员和机械设备，且对施工现场出现的安全事故隐患熟视无睹，导致现场安全隐患没有及时得到整改，现场“低老坏”“脏乱差”问题现象严重。

业主没有制定高风险作业管理制度，明确相应高风险作业及管理要求，理清施工、监理和业主各方参建单位的工作界面和职责，也没有建立高风险作业监督、检查、考核和奖惩机制，管理流于形式甚至不监管，导致承包商管理失控。

## 2 石油化工管道运行措施

### 2.1 阴极保护措施

#### 2.1.1 牺牲阳极阴极保护

阳极保护原理等同于原电池原理，主要是阳极被腐蚀，而阴极被保护。牺牲阳极保护装置主要由牺牲阳极、填料包以及测试桩组成，如果石油化工管道处于水环境当中，那么除了导线连接以外，牺牲阳极也可以直接与保护装置相连接。其中，填料包一般由硫酸钙、膨润土以及硫酸钠等混合物组成。在选择阳极规格时，应当根据土壤电阻率以及腐蚀程序予以判断。当腐蚀性较弱，土壤电阻率介于  $50\sim 100\Omega\cdot m$  之间时，可以选择 4kg 或 8kg 的阳极，当腐蚀性为中等，土壤电阻率介于  $20\sim 50\Omega\cdot m$  之间时，应当选择 8kg 或者 11kg 的阳极，当腐蚀性较强，土壤电阻率介于  $10\sim 20\Omega\cdot m$  时，应当选择 11kg 或 14kg 的阳极，当腐蚀性极强，土壤电阻率小于  $10\Omega\cdot m$  时，应当选择 14kg 或 22kg 的阳极。在安装牺牲阳极时，每一个阳极的保护长度范围应当介于 200~1000m 之间，而通常情况下，石油化工管道与阳极之间安全距离应当介于 3~6m 之间，这样，管道被腐蚀的概率将大幅降低，管道的使用寿命将大大延长。

#### 2.1.2 外加电流阴极保护

外加电流阴极保护原理等同于电解池原理，即通过外加直流电源的方法，为管道的金属外壁补充大量的电子，使金属表面各点位达到同一负电位，进而达到保护金属结构的目的。外加电流阴极保护装置主要由电源、控制柜、辅助阳极、焦炭填料、

电缆、控制参比电极、电位测试桩、电绝缘等装置组成。在设计阳极地床时，按照埋置深度划分，可以分为浅埋式阳极地床以及深埋式阳极地床，浅埋式的埋置深度距离地表的高度为 1~5m，深埋式距离地表的高度为 20m 以上，而对于长输石油化工管道来说，与阳极之间的安全距离应当超过 300m。目前，在保护长输石油化工管道时，较为常用的方法是牺牲阳极法，而外加电流的方法使用频率相对较低。

### 2.2 创建管道检修安全协调机制

检修单位通过创建管道检修安全协调机制，可以进一步提升石油化工泄露检修现场的管理安全性，能够更为高效地解决管道检修存在的隐患问题。通过加强对石油化工管道的安全监管力度，可以在监测数据出现大幅度波动时，精准判断石油化工泄露问题的严重性，及时安排工作人员进行检修工作。例如：笔者公司管道维检修中心全面负责陕京管道的维检修任务，近几年来，公司对维检修机具设备进行不断更新，中心通过科学规划和调配，及不断完善维检修应急处置方案，突出打造多点联动、多方互补的小、快、灵优势，致力构建属地启动、就近支援、快速灵活、统一调控的应急维检修体系。

### 2.3 提高管道焊接施工的规范性

在焊接施工中，为了确保安装质量，首先应当严格对焊接施工人员的资质、经验审查，并对其做好施工前的培训工作，确认其有能力胜任焊接工作。其次，需要对焊接施工的所有设备、耗材进行质量、标准检查，保证其符合焊接工艺要求。实际焊接操作时，要对焊接定位标识进行反复确认，不能出现明显的误差，加强对焊缝的检查，保证其符合规范要求。并且在一部分、一阶段的焊接完成之后，需要对该部分和阶段的焊接质量进行全面检查，确定不存在任何质量问题之后，才能开始进行后续的焊接安装施工，否则的话如果前一阶段的焊接出现问题但没有被及时发现，就需要后期作出更多的调整、修复处理工作，增加施工作业成本。最后，应当采用无损检测技术，对焊接情况进行全面检查，对存在的缺陷进行现场处理。目前，无损检测技术在工业领域当中的应用已经相当广泛，其优势是能够在不损坏外部的情况下，对设备和部件的内部进行检查，了解其内部的情况，在焊接施工中，其能够显示出焊接部位内部的连接情况，确认其是否真正的牢固，对提高和保障焊接施工质量作用巨

大。

## 2.4 强化高风险作业过程监管

加强施工人员和管理人员的安全培训。培训是提高人员安全意识的重要途径，可以通过安全活动、安全会议、安全事故图片/视频观看分享、现场实践等形式，不断提高现场施工作业人员的安全意识、安全操作技能、风险辨识和防范能力、应急处置能力，以安全意识和技能的提高逐步消除作业过程的不安全行为。严格按照审批的专项方案进行施工。施工单位应严格按照专项施工方案组织施工，不得擅自修改、变更施工方案，因工程技术等其他原因，确实需要进行专项方案变更的，应当在修改后重新报批，审批通过后方可组织施工。严格落实作业安全分析（JSA）。施工单位在每天进行高风险作业前，需要开展作业安全分析（JSA），识别和分析当天作业过程中存在的风险和危险因素，并制定相应的风险消减控制措施，明确相应控制要求和责任人，监理人员进行过程的监督和指导。严控高风险作业安全措施确认。施工单位制定高风险作业安全检查表，对于识别出来的风险，在风险消减控制措施落实后，施工负责人需现场对照安全检查表逐项检查确认，签字确认后方可施工，避免现场核查确认走过场。比如在山区/陡坡段（横坡大于等于 $15^{\circ}$ ，纵坡大于等于 $30^{\circ}$ ）施工，需确认机械性能正常，操作人员具备相应资质，坡度在机械爬坡能力以内，山坡无坍塌、滑坡隐患，无立体交叉作业，吊具完整完好，布管、焊接等作业时机械行驶或停置距管沟保持安全距离，布管前检查管沟，山坡无塌方等隐患，布管位置距管沟边缘间距，管道两侧采取防滚管措施等。

## 2.5 高度重视管网设施后期维护管理，减少运行隐患问题

市政石油化工管网实施后，相关管理单位需要加强对石油化工管网维护保养工作的重视程度。在日常维护保养期间，相关负责人员应该重点针对石油化工管线防腐工作进行统筹规划与合理部署。一般来说，石油化工管道常年埋设于地下，容易受到土壤环境以及相关因素的影响而出现腐蚀问题。当腐蚀速率难以控制时，很容易引发管道泄漏等安全问题。相关负责人员应该定期对石油化工管道运行状态进行检测分析，对于石油化工管道存在的漏气点问题进行及时修复。需要注意的是，石油化工管道权属部门可通过确立巡线护管岗位加强对石油化工管线运行情况的排查分析，必要时，可以利用

信息化监测等技术内容，重点加强对高风险区域的监测管理。

在石油化工管道安装结束之后，需要采用有效的检测技术查看其腐蚀情况。通常来说可以选择红外线热成像以及频导波检测技术。红外线热成像应用于管道的实时检测作业中，它能够在相对更短的时间内检测管道温度变化情况，从而及时找出可能存在的问题，为检修工作提供重要的依据。而低频导波检测属于现代化的检测技术，其主要优势在于检测消耗时间短，单点检测效果更好等，对于信号异常部位的防腐层进行清理之后，管道外壁不存在明显的腐蚀问题，说明异常信号是由于管道内壁缺陷而产生的。所以，可以根据区域的整体环境情况，采取针对性的防腐措施，提高管道防腐能力及安装施工质量。

## 2.6 消除阀门安装隐患

在阀门安装中，应通过各种技术性措施，消除其可能存在的质量隐患。如在施工之前，应当妥善的保管阀门，不能受到杂质的污染，正式安装施工之前，要检查阀门填料情况，保证压盖螺栓具有合理的调节余量，如果连接方式是螺纹或法兰，应完全关闭阀门后再进行安装，不能出现疏忽。焊接连接的话，虽然不用关闭阀门，但是却应当采用氩弧焊，严格检查焊接质量。在水平管道上安装双闸板闸阀时，手轮应该朝上。一般而言，安装完毕的阀门手轮或者手柄位置不能朝下，需要根据阀门特征和介质的流向将其安装在方便检修与操作的位置上。安装完成之后，需要进行试压操作，并且要保证阀门的传动装置、操作部件灵活、易用，且具有明确的指示。

## 3 结束语

石油化工管道建设随着社会经济进步不断发展，但是在施工过程中高风险作业始终存在，应当加强管道施工高风险作业的识别、研究和分析，采取针对性的措施，这样才能保障石油化工管道建设高风险作业的安全。

### 参考文献：

- [1] 刘瑞峰. 石油化工管道施工的安全风险对策 [J]. 化工管理, 2021(16):179-180.
- [2] 闫磊, 吴凯旋. 长输管道施工安全风险分析及对策 [J]. 中国科技纵横, 2013(21):138.
- [3] 王涛. 石油化工管道施工的安全风险分析和对策研究 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2017, 37(11): 52-53.