

浅谈孤罗东输油管道运行中的安全风险监管

夏中华（中国石化有限公司胜利油田分公司油气集输总厂，山东 东营 257000）

摘要：孤罗东输油管道是胜利油田一条重要的长输输油管道，担负着黄河以北胜利油田原油输送任务。目前已运行30余年，使用年限长久、线路出现老化等问题，极易发生管道安全事故，威胁人们的生产、生命安全以及对环境造成的破坏。因此，加强对孤罗东长输管道运行的安全监管就显得尤为重要。

关键词：孤罗东输油管道；原油输送；运行风险；管道完整性管理；安全监管

0 引言

孤罗东输油管道1986年投产运行，担负着胜利油田黄河以北孤岛、河口两家采油厂原油输送任务，途经河口区、马场、垦利区、利津县、东营区，南北方向跨越黄河，全长79km，是胜利油田重要的原油输送管道之一。目前，该管道已运行30余年，虽在历年生产过程中更新了大部分管段，但仍存在诸多的安全风险，如不能及时得以发现和消除，极有可能造成输油管道泄漏、断裂，着火爆炸等事件的发生。

1 孤罗东输油管道运行中安全监管存在的问题

1.1 腐蚀，影响输油管道安全运行的根本原因

输油管道一旦被腐蚀，会直接影响到使用寿命，也会加大事故发生的概率，给生态环境造成威胁。孤罗东输油管道在施工过程中使用的是20年寿命的沥青防腐，早已超出了使用年限，管道防腐层老化问题严重，从而加大了输油管道的安全隐患。孤罗东输油管道更新施工建设与其他工程项目不同，在施工过程中会穿过公路、河流、湿地，甚至是地势复杂的地方；其中，在河流中施工安全隐患问题最为严重，挖沙取土会造成河道滚动、河床下降等问题，一旦防护不当会直接危害管段，尽管在施工中会采取打桩的方式将可能裸露的地方做加固，但是随着使用年限的增加，这些管桩逐渐裸露在河床之上，影响到管道的安全运行，势必会造成腐蚀穿孔、漏油的问题发生，后果不堪设想。针对管道存在的腐蚀问题，胜利油田及相关单位高度重视，将损失降到最小。

1.2 盗油，影响输油管道安全运行主要原因

在我国很多地方都存在不法分子偷油行为，受到经济利益的驱使以及相关法律法规不健全，这就给不法分子的偷窃行为带来了机会，开孔盗油会直接影响到输油管道的正常运行。十余年前，胜利油田开孔盗油的行为屡见不鲜，随着政府和油田监管力度不断加强，目前已少有发生，但也给管道造成了“千疮百孔”，

胜利油田虽然采取了一系列的修复措施，但仍留下严重安全隐患和风险。

1.3 占压，影响输油管道安全运行的次要原因

燃油管道工程建设在申请获批以后，需要根据政府的建设规划进行燃油管道的设计和施工，从而可以避免不同工程项目之间产生冲突。第三方施工主要会带来以下安全隐患：工程之间的安全距离小、由于第三方施工导致长输管道被损伤、在长输管道两侧违章搭建或是挖沙取土等，这些都会给燃油管道带来安全隐患，影响正常运行。同时，管道途径的村镇，部分村民存在违建、取土等不法行为，也势必给管道带来的新的安全风险。

1.4 设计施工，影响输油管道安全运行的源头原因

在燃油管道设计阶段中，如果出现设计失误有可能造成燃油管道设计压力偏低，不符合生产需要，或在施工过程中材料使用不当以及施工质量达不到标准，会影响到焊接质量和防腐层等等，这些问题都会给管道安全运行带来严重的安全风险；同时，在燃油管道运行过程中，不能合理优化管道运行，操作人员操作不当，操作失误都极有可能给燃油管道安全运行带来不安全风险。

1.5 自然灾害，影响输油管道安全运行的不可抗原因

在燃油管道施工过程中会穿过自然地质灾害严重的地区，一旦发生自然灾害，会严重破坏燃油管道，威胁到管道的安全，严重情况会直接威胁到人们的生命安全、破坏生态环境。因此，设计单位、建设单位和施工单位必须充分考虑施工地段存在的隐患，设计科学合理的施工方案，确保在每一地段的燃油管道的正常运行。

2 孤罗东输油管道运行中存在的安全风险及解决措施

2.1 加强阴极保护措施的实施，减缓燃油管道腐蚀

孤罗东输油管道的防腐主要采用沥青防腐技术，

随着科学技术的发展，新型双层溶解环氧技术逐渐取代了传统的沥青防腐技术。在输油管道的防腐层上应该选择绝缘性能好、耐腐蚀性好、透气性强的材料。同时，要加强管道的阴极保护措施实施和管理，对特殊的管段采取符合现场实际的阴极保护措施，才能达到金属腐蚀控制的目的。

管道穿越公路、湿地等地段，根据实际情况，选择带状镁作为牺牲阳极材料，达到阴极保护的状态。跨越河流等部位的输油管道，做好管道与桥架的绝缘处理，做好维护工作，提升阴极保护的运行效率。针对高电阻率地段的特点，可以将柔性阳极和管道一起埋藏于地下一定的深度，达到阴极保护效果。

2.2 加强巡线护线制度执行，努力减少输油管道盗油、占压事件

为了保障输油管道的日常安全运行，巡线护线单位要严格制定巡查管理制度，并严格执行，对输油管线进行整体风险识别，对重点管段加强巡逻，及时发现管线“跑冒滴漏”问题及破坏管段安全运行的一切不利行为，并及时消除这些风险隐患，保障输油管道安全运行。

2.3 推行《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，提高输油管道保护意识

《中华人民共和国石油天然气管道保护法》自2010年10月1日起施行，是我国第一次把管道保护以法的形式来规范的法律，在推行、实施、宣传等方面还任重道远；如何让《中华人民共和国石油天然气管道保护法》深入人心，提高社会、社会团体及居民的管道的保护意识，让人们正确认识对输油管道保护的重要性，只有这样才能从根本上避免盗油、占压问题的出现。同时，国家应该不断完善相关法律法规，地方政府也要颁布并监督相关法律法规的实施，有利于确保输油管道的安全运行。

2.4 抓好“源头”管理，确保输油管道本质安全

在输油管道建设之初，建设、设计和施工单位就需要全面考虑地质环境对输油管道的安全影响，通过安全评价、环境评价等确保输油管道工程的顺利进行以及输油管道的安全运行。建设中，相关部门要建立科学的工程项目监理制度和QHSSE管理体系。对施工所需的材料，比如钢管等，必须进行必要的审查，确保钢管的质量符合标准。

在输油管道日常运行过程中，应该加强完整性管理的宣传力度，为输油管道的安全运行提供有力保障；

同时，在日常运行过程中，必须严格执行相关管理制度，总结分析和制定输油管道优化运行方案，并积极予以实施，确保输油管道安全运行。

2.5 开展应急演练实战，消减输油管道运行风险

孤罗东输油管道跨越多个县区，途经黄河、公路、桥梁、湿地等复杂地段，一旦出现管段断裂、穿孔等泄漏事件，将造成严重的经济损失和环境污染。对此，建设单位要制定应急预案并根据实际情况不断完善，并政府预案结合起来，开展好输油管道应急事件实战演练，不断完善应急预案，提高应急预案的可行性。同时，对重点管段进行识别，加强与政府相关部门沟通，加大自然灾害的预警机制，制定输油管道防自然灾害的能力，确保输油管道安全输送。

3 管线完整性评价

根据不断变化的管道因素，对管道运营中面临的风险因素进行识别和技术评价制定相应的风险控制对策，不断改善识别到的不利影响因素，从而将管道运营的风险水平控制在合理的、可接受的范围内，建立通过监测、检测、检验等各种方式，获取与专业管理相结合的管道完整性信息，对可能使管道失效的主要威胁因素进行检测、检验，据此对管道的适用性进行评估，最终达到续改进、减少和预防管道事故发生、经济合理地保证管道安全运行的目的。

3.1 高后果区识别

管道完整性管理关注的重点为高后果区。根据确定的高后果区，分析每一区段的管理现状，包括检测历史、管道属性、周边环境、可能的扩散或流满区域，制定相应的风险评价、完整性评价，确定组织处理泄漏事件的对策和责任，初步提出针对性管理意见。针对高后果区应设立警示标牌和宣传措施、保证联络上的畅通。

特殊地区应有专门的联系人。根据每一区段的变化情况，其变化的数据应及时记录。在管道运行过程中，油气集输总厂必须持续关注外界环境的变化，及时进行高后果区的更新。

通过对孤罗东输油管道全线开展高后果区识别，识别出高后果区管段26处，其中Ⅱ级高后果区管段4处；Ⅲ级高后果区管段7处，Ⅰ级高后果区管段15处。对于高后果区管段，应作为风险评价和风险消减管控的重点管段加强管理，高标准、严要求落实有关规定，制定专项管理方案和预案，做好安全风险防控措施，确保管道安全平稳运行。

3.2 管道风险评估

管道风险评估用于评价管道发生危险的可能性和程度，找出可能发生危险的管道位置及状况，确定风险发生的可能性和后果，并按风险评估的结果，评定管道的风险等级，提出管道的风险削减措施与建议。

首先按照《埋地钢质管道风险评估方法》中埋地钢质管道在用阶段失效可能性评分基本模型，从第三方破坏、腐蚀、设备（装置）及操作、管道本质安全四个方面对埋地钢质管道，在用阶段失效可能性进行半定量评分风险评估。其次按照埋地钢质管道在用阶段失效后果模型，从介质的短期危害性、介质的最大，泄漏量、介质的扩散性、人口密度、沿线环境、泄漏原因和供应中断对下游用户影响七个方面对埋地钢质管道失效后果进行半定量评分。最后根据每段管线的失效可能性与失效后果评分结果，综合得出风险值大小，并按照国标给出风险等级评定结果。孤罗东输油管道管段风险值、风险绝对等级和风险相对等级。

3.3 管道完整性评价

埋地钢质管道应定期开展外腐蚀直接评价（ECDA）。ECDA评价应为一个连续、循环、不断修正趋准的检测和评价过程，应包括预评价、间接检测与评价、直接检测与评价、后评价四个环节。

3.3.1 预评价

确定 ECDA 对管道检测评价的可行性，并应选择合适的检测方法划分 ECDA 管段。按照《油气输送管道完整性管理规范》要求，结合沿线环境要素调查结果和巡护班组的意见，整体划分了孤罗东输油管道，ECDA 管段划分原则基本与高后果区管段、风险评价管段划分原则相同，因此沿用高后果区管段划分方法，划分 32 个管段。

检测方法根据检测需求、检测对象特性、工况环境等因素确定，根据预评价内容分析及现场实际调查，采用“防腐层，电阻率法”，检测仪器为：管道探测与防腐层检测仪。根据检测结果，选取防腐层破损点进行开挖验证，检测管道壁厚，检测仪器：超声测厚仪。

3.3.2 间接检测与评价

按照预评价阶段确定的 ECDA 管段进行间接检测，在同一个 ECDA 管段内，可使用两种间接检测方法进行间接检测并应按照本标准的要求对检测结果数据确认和修正。现有运行管道设置了阴极保护系统，开展了孤罗东输油管线的全面检验及合于使用评价，重点开展了埋深情况测试、敷设环境调查（包括土壤电阻

率、交直流干扰测试等）、阴极保护系统评价、开挖检验评价等项目。

3.3.3 直接检测与评价

直接检测应确定间接检测结果中腐蚀活性趋向严重的点并应收集数据进行管体腐蚀安全评价。对孤罗东输油管道防腐层破点进行了开挖验证。

通过对孤罗东输油管道段外腐蚀直接评价方法，参照《压力管道定期检验规则—长输（油气）管道》及《基于风险的埋地钢质管道外损伤检验与评价》标准，受检管道无需进行强度校核、剩余强度评估、剩余寿命预测根据直接检测结果和间接检测结果，从安全运行角度，现有措施基本可满足管道安全运行要求。

3.3.4 后评价

依据《油气输送管道完整性管理规范》中规定，输油管道直接评价的再评价周期宜根据风险评价结论和直接评价结果综合确定，最长时间不应超过 8 年。对特殊危害因素应适当缩短再评价周期。

4 建议

一是埋深不足处应按照设计有关规定增加覆土或其他保护措施。二是维修或加装阴极保护系统，确保管道处于 100% 保护状态。三是加强管道日常巡护工作。四是根据风险评价和完整性评价结果，编制应急预案，并将高后果区段、高风险段的风险因素和缺陷情况作为应急预案重点预防控制对象。五是开展管道内检测，利于更加全面的诊断管道整体运行情况，提高管道完整性管理水平。

5 结束语

目前，我国很多输油管道还需要建设，而输油管道的日常安全监管还是保障管道安全输送的重点内容。针对输油管道存在的安全问题，各相关部门必须制定详实的输油管道运行制度和优化运行方案，大力宣传《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，提高全民管道保护意识，从根本上消除输油管道安全风险，实现对输油管道的安全管理。

参考文献：

- [1] 梁仁聪, 李爱华, 刘建国, 等. 油气长输管道安全建设与管理探讨 [J]. 安全、健康和环境, 2013, 13(9).
- [2] 姚伟, 李红利. 中国油气长输管道建设及存在的安全隐患 [J]. 油气田地面工程, 2014, 33(9).
- [3] 张圣柱, 吴宗之, 张健, 多英全. 油气管道选线和风险评价相关法规与方法 [J]. 油气储运, 2012(9).