

油气田在役管道高后果区识别与完整性评价方法

杨春林¹, 袁镜清¹, 张爱良¹, 宫彦双¹, 郝晓东², 杨云成¹

(1.塔里木油田公司油气工程研究院, 新疆 库尔勒 841000; 2.中国石油规划总院, 北京 100029)

摘要: 根据油气管道建设与管理的相关标准与规范或导则, 针对目前油气田在役管道, 明确了其高后果区识别的划分及其在不同标准中的差异以及识别的原则和时间间隔, 分别介绍了在管道的相关数据采集的基础上开展地质灾害和第三方破坏造成的管道风险评价方法, 管道内外腐蚀的直接评价以及包括剩余强度、剩余寿命和材料在内的管道适用性评价方法, 同时给出了这些评价工作所涉及到的相关内容项, 对油田管道的完整性管理具有重要的指导作用和应用价值。

关键词: 在役管道; 完整性管理; 高后果区识别; 风险评价; 直接评价; 适用性评价

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2020.01.018

中图分类号: TE11

文献标识码: A

文章编号: 1672-9242(2020)01-0114-05

Method for High-consequence Area Identification and Integrity Evaluation of Oil and Gas Pipelines in Service

YANG Chun-lin¹, YUAN Jing-qing¹, ZHANG Ai-liang¹, GONG Yan-shuang¹, HAO Xiao-dong², YANG Yun-cheng¹

(1. Research Institute of Oil and Gas Engineering, Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China; 2. PetroChina Planning and Engineering Institute, Beijing 100029, China)

ABSTRACT: According to relevant standards and norms or guidelines on construction and management of oil and gas pipelines, the classification of high-consequence areas and their differences in different standards, as well as the principles and time intervals for identification, were presented for the current pipelines in oil and gas fields. Methods for evaluating pipeline risks caused by geological disasters and third-party damage on the basis of relevant data collection of pipelines, direct evaluation of internal and external corrosion of pipelines, and fitness-for-service evaluation of pipeline applicability including residual strength, remaining life and materials were introduced and relevant content items involved in these evaluation work were given. They have important guiding role and application value for integrity management of oil field pipelines.

KEY WORDS: pipeline in service; integrity management; high-consequence area identification; risk evaluation; direct evaluation; fit for service

随着石油与天然气的迅速发展, 管道作为油气输送的重要通道和传输设施, 存在着一定的安全风险。据统计, 我国现有长距离油气输送管线 4.86×

10⁴ km, 城市燃气管道 10×10⁴ km 左右, 其中有 60% 已进入事故多发期, 潜在危险很大^[1]。一旦管道发生泄漏, 危及公众人身与财产安全, 易对环境产生

收稿日期: 2019-07-30; 修订日期: 2019-08-18

Received: 2019-07-30; Revised: 2019-08-18

作者简介: 杨春林 (1974—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为油气田地面工艺、完整性及腐蚀防护。

Biography: YANG Chun-lin (1974—), Male, Senior engineer, Research focus.

毁灭性损害^[2]。管道完整性管理可将管道运营的风险水平控制在合理、可接受的范围内，通过完整性管理方法和手段对可能使管道失效的主要威胁因素进行检测、检验。据此对管道的完整性进行评估，最终达到持续改进、减少和预防管道事故的发生，经济合理地保证管道的安全运行。

油气输送管道完整性管理是指运营单位为保证管道始终处于安全、平稳、高效的状态下运行所进行的数据采集、高后果区识别及风险评价、检测评价(包括内检测、内腐蚀直接评价、外腐蚀直接评价、适用性评价等)、维修维护管理、效能评价等一系列活动。其中数据采集是开展后续分析评价工作的重要前提和结构基础。数据采集的完整性和有效性对于管道完整性评价的准确性和制定完整性管理相关决策至关重要。因此对油气田管道完整性管理中数据采集需求的研究具有重要的意义。文中根据油气领域各种行业标准、规范和技术导则对集输油管道、集输气管道运行期开展各类识别、评价工作(包括高后果区识别、风险评价、直接评价、适用性评价)的数据进行了梳

理与分析，并提供了参考标准和要求，是管道完整性管理工作的重要基础，对后续完整性管理工作具有重要意义。

1 高后果区识别

在《中国石油天然气股份有限公司油田集输管道检测评价及修复技术导则》、《中国石油天然气股份有限公司气田集输管道检测评价及修复技术导则》中，对油气田高后果区识别工作进行了阐述，其基本工作内容包括：地区等级划分、根据识别原则进行高后果区识别、确定再识别间隔。

1.1 地区等级划分

与输油管道相比，GB/T 50253^[3]、GB/T 50251^[4]中关于集输油气管道在地区等级划分规定上存在一定区别。GB/T 50251 中阐明：在一、二级地区内学校、医院以及其他公共场所等人群聚集的地方应按三级地区选取。关于地区等级的具体说明对照见表 1。

表 1 地区等级说明

Tab.1 District level

地区等级	输油管道	输气管道
一级地区		户数≤15 户
二级地区		15 户<户数≤100 户
三级地区	户数≥100 户，包括市郊、商业区、工业区、不够四级的人口稠密区	户数≥100 户，包括市郊、商业区、工业区、不够四级的人口稠密区 在一、二级地区内的学校、医院以及其他公共场所等人群聚集的地方
四级地区	地面四层及四层以上楼房普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段	

1.2 识别原则

在集输油管道、集输气管道的高后果区识别工作中，除管道经过四级地区、三级地区这一判据外，集输油管道的关注区域范围门槛值为 50 m 和 200 m，而集输气管道的关注点则为潜在影响半径的计算与特定场所的识别。由于集输油管道发生泄漏或失效后易对人类居住、自然环境、水源、交通运输设施、易燃易爆场所等产生不利影响，因此集输油管道两侧 200 m 范围内存在户数≥50 户的村庄和乡镇、国家自然保护区(如湿地、森林、河口等)、水源、河流、大中型水库；两侧 50 m 范围内存在高速公路、国道、省道、铁路及易燃易爆场所等；以及经过四级地区、三级地区时被识别为高后果区。因集输气管道一旦发生泄漏或失效后易引起爆炸等恶性安全事故，尤其对于特定场所(包括人员难以疏散的建筑区域和一年内≥50 天的时间里≥30 人聚集的场所)影响较大，因此对于管径 $D>762$ mm 且 MAOP (Max Allowance Operation Pressure, 简称

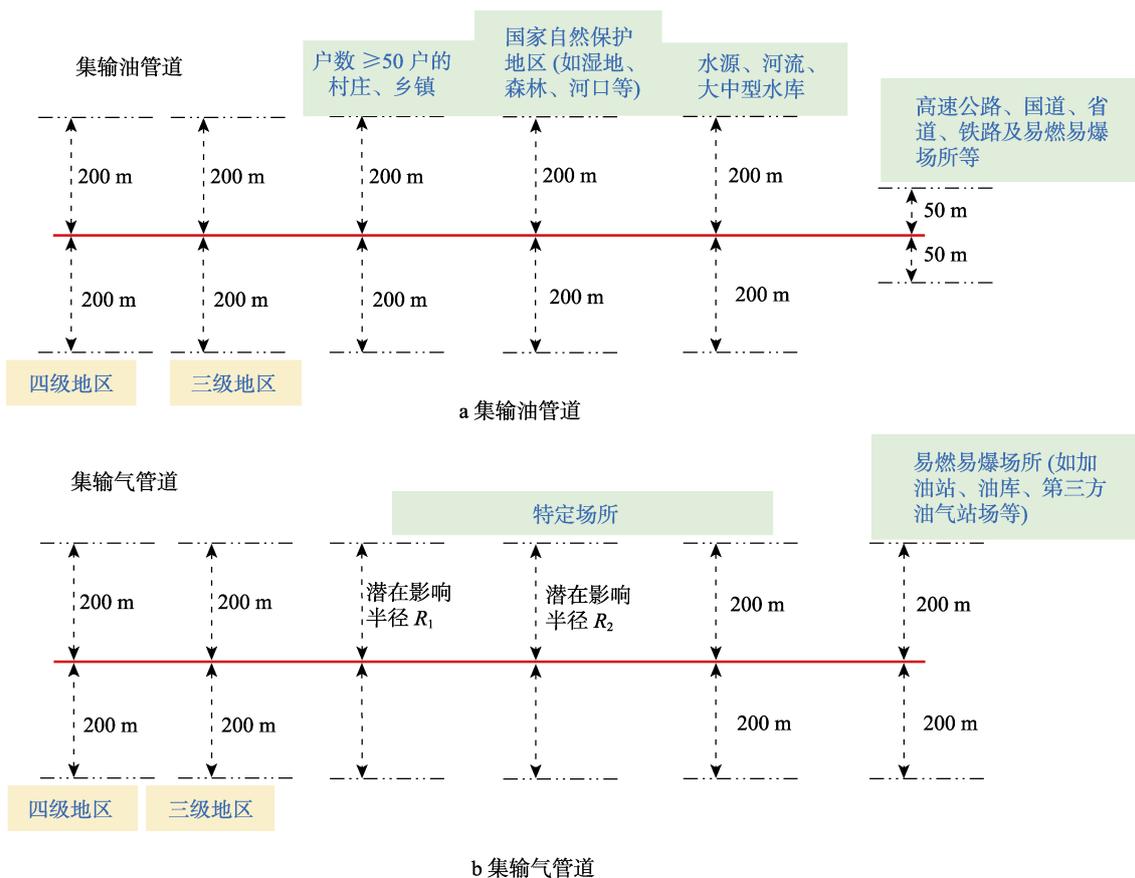
MAOP, 即最大允许操作压力) >6.9 MPa 的管道、 $D<273$ mm 且 MAOP <1.6 MPa 的管道采用潜在影响半径界定相对安全区域范围，其他管道采用 200 m 的门槛值。具体说明如图 1 所示。

1.3 识别间隔

根据 Q/SY 1180.2^[5]，识别间隔应满足如下几项：定期开展高后果区识别工作；识别间隔应≤12 个月；当一个地区的长期发展规划足以改变该地区的现有地区等级时，应按发展规划划分管道地区等级。

2 风险评价

风险评价的实质是按照风险的定义 $R=C\times P$ (其中， R 为风险， C 为后果， P 为可能性，均无量纲)，进行失效可能性和失效后果分级(或分值)计算，然后根据标准(如 GB/T 27512^[6])进行风险等级的具体划分。文中重点研究关于地质灾害风险评价与第三方破坏风险评价的相关标准要求。



注：对管道两侧的特定场所进行识别时，管径 $D > 762 \text{ mm}$ 且 $\text{MAOP} > 6.9 \text{ MPa}$ 时采用潜在影响半径 R_1 判据；管径 $D < 273 \text{ mm}$ 且 $\text{MAOP} < 1.6 \text{ MPa}$ 时采用潜在影响半径 R_2 判据；其余管道采用 200 mm 判据

图 1 高后果区识别原则

Fig.1 Recognition principle of high consequence areas: a) oil collection and transmission pipeline; b) gas collection and transmission pipeline

2.1 地质灾害风险评价

依据 GB/T 32167^[7]第 9.4 节所述：应遵循 SY/T 6828^[8]的要求，建立地质灾害风险管理程序；应根据地质灾害风险评价结果，采取针对性监测或工程治理措施。同时，在《中国石油天然气股份有限公司气田集输管道检测评价及修复技术导则》第 5.1 节中对于地质灾害可能引起的失效提出以下几项指标：气田集输管道所经地形地貌；气田集输管道是否经过地质灾害敏感点区域（例如滑坡、地面沉降、地面塌陷的区域等）；是否存在水利工程、挖砂及其他线路工程建设活动；降雨是否容易引发地质灾害。同时，在第 5.2 节中对于地质灾害可能引起的失效也提出以下几项指标：是否已识别灾害点、地形地貌、降雨敏感性、土体类型、管道敷设方式、人类工程活动、管道保护状况。结合 SY/T 6828^[8]中相关要求，就可进行地质灾害风险评价。

2.2 第三方破坏风险评价

关于第三方破坏风险控制，在 GB/T 32167^[7]第 9.3 节提出：任何管道交叉处或管道中心线两侧 5 m

内的施工活动都应纳入第三方施工管理程序；应与施工活动方建立联系，并签署管道保护协议，施工时管道企业有人现场监护；应参照风险评价报告的风险信息进行公众宣传等措施。同时，《中国石油天然气股份有限公司气田集输管道检测评价及修复技术导则》第 5.1 节中对于第三方损坏可能引起的失效提出以下几项二级指标：气田集输管道沿线是否存在露管；巡线频率；气田集输管道沿线两侧 5 m 范围内是否存在第三方施工；气田集输管道沿线两侧 5 m 范围内是否存在违章建筑、杂物占压；气田集输管道沿线是否存在重车碾压且未采取相应保护措施；气田集输管道沿线标志桩、警示桩是否齐全；管道地面装置是否有效保护。另外，在第 5.2 节中对于第三方损坏可能引起的失效也提出以下几项指标：埋深、巡线、公众宣传、管道通行带与标识、打孔盗气、管道上方活动水平、管道定位与开挖响应、管道地面设施、公众保护态度、政府态度。同时，基于管道敷设地区实际情况，存在可能的农耕操作对管道外防腐层以及本体产生的破坏，故有必要关注管道两侧 5 m 范围内的农耕机具作业。

3 直接评价

直接评价的工作流程为预评价、间接检查、直接检测、后评价。直接评价按照关注的腐蚀区域分为内腐蚀直接评价和外腐蚀直接评价。

内腐蚀直接评价 (Internal Corrosion Direct Assessment, 简称 ICDA) 一般基于管输介质特点, 分别按照 NACE SP0208—2008^[9]、NACE SP0110—2010^[10]、NACE SP0206—2016^[11]、NACE SP0116—2016^[12]进行液体石油、湿天然气、干天然气、混输管道的内腐蚀直接评价。评价过程中生成如下关键性数据: ICDA 可行性判断结果、ICDA 区域划分依据、ICDA 区域划分结果、最有可能发生内腐蚀的位置信息、最有可能发生内腐蚀的位置排序原则、直接检测采用的检测方法、选择直接开挖检测点的原因、直接开挖检测点的内壁腐蚀检测结果、剩余强度评价结果、剩余寿命预测结果、ICDA 再评价时间间隔、ICDA 的有效性。

外腐蚀直接评价一般根据 SY/T 0087.1—2006^[13]和 NACE SP0502-201^[14]等标准进行。实际工作具体化为: 敷设环境调查、腐蚀环境检测、防腐层检测、阴极保护有效性检测、开挖检测等。

4 适用性评价

适用性评价内容包括: 管道剩余强度评价、管道剩余寿命预测、材料适用性评价。

4.1 剩余强度评价

当管道含有缺陷时, 其强度会因不同缺陷情况而减小, 因此对含缺陷管道的剩余强度评价就构成了管道完整性管理及其适用性评价的一个非常重要的方面。管道常见且需要进行评价的缺陷及推荐评价标准有: 腐蚀缺陷 (ASME B31G^[15]、SY/T 6151^[16]、GB/T 30582^[17]和 SY/T 0087.1^[13])、制造缺陷 (SY/T 6477^[18]、GB/T 30582^[17]和 ASME B31G^[15])、平面型缺陷 (BS 7910^[19]、SY/T 6477^[18]和 GB/T 19624^[20])、凹陷 (SY/T 6996^[21])。

4.2 剩余寿命预测

根据危害管道安全的主要潜在危险因素选择管道剩余寿命预测方法。管道腐蚀缺陷的剩余寿命预测可按照 GB/T 30582^[17]附录 F 或其他技术规范及标准进行, 如 ASME B31G^[15]、TSG D7003^[22]。在剩余寿命预测中, 关键的工作是对腐蚀速率的确定。确定的方式主要有如下几种:

1) 在无法确定腐蚀开始时间时, 用最大腐蚀深度÷服役时间; 2) 采用现场埋地检测片或管内挂片、探针的腐蚀速率监测结果; 3) 采用同等材质试片在

同等工况下的室内腐蚀模拟实验获取的腐蚀速率; 4) 基于 2 次内检测结果进行比对, 确定腐蚀发展速率。

4.3 材料适用性评价

根据 GB/T 30582^[17]第 7.2 节所述: 材料适用性评价应在材料性能试验的基础上, 开展化学成分、金相组织、力学性能、特殊服役条件评价等工作; 输送石油天然气介质的管道材料适用性评价见 7.2.2 与 7.2.3。在第 7.2.2 节介绍了材料适用性评价项目需开展的材料测试种类与数量, 在第 7.2.3 节介绍了各种钢级材料对化学成分、金相组织、力学性能、特殊服役条件性能的要求。

5 结语

管道完整性管理涉及管道的安全生产运营, 数据采集是进行管道完整性管理工作的重要前提和结构基础, 对准确并合理地进行完整性管理计划至关重要。在高后果区识别、风险评价、直接评价等各个环节应该按照相关标准和技术导则严格执行, 提高管道完整性管理工作的科学性。

参考文献:

- [1] 吴超, 王彦青, 杜硕. 对天然气管道完整性管理的思考[J]. 中国新技术新产品, 2012(2): 66-66.
WU Chao, WANG Yan-qing, DU Shuo. Thinking for Natural Gas Pipeline Integrity Management[J]. New Technology & New Products of China, 2012(2): 66-66.
- [2] 王立辉, 胡成洲, 冯东, 等. 建设期油气输送管道完整性管理的数据采集[J]. 油气储运, 2008, 27(8): 8-10.
WANG Li-hui, HU Cheng-zhou, FENG Dong, et al. Data Acquisition on Integrity Management of Oil & Gas Pipeline during Pipeline Construction[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2008, 27(8): 8-10.
- [3] GB/T 50253—2014, 输油管道工程设计规范[S].
GB/T 50253—2014, Code for Design of Oil Transportation Pipeline Engineering[S].
- [4] GB/T 50251—2015, 输气管道工程设计规范[S].
GB/T 50251—2015, Code for Design of Gas Transmission Pipeline Engineering[S].
- [5] Q/SY 1180—2014, 管道完整性管理规范: 第 2 部分 管道高后果区识别[S].
Q/SY 1180—2014, Pipeline Integrity Management Specification—Part 2: Pipeline High Consequence Areas Identification Code[S].
- [6] GB/T 27512—2011, 埋地钢质管道风险评估方法[S].
GB/T 27512—2011, Risk Assessment for Buried Steel Pipeline[S].
- [7] GB/T 32167—2015, 油气输送管道完整性管理规范[S].
GB/T 32167—2015, Oil and Gas Pipeline Integrity Management Specification[S].

- [8] SY/T 6828-2017, 油气管道地质灾害风险管理技术规范[S].
SY/T 6828-2017, Specification for Geological Hazards Risk Management of Oil and Gas Pipeline[S].
- [9] NACE SP0208—2008, Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines[S].
- [10] NACE SP0110—2010, Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines[S].
- [11] NACE SP0206—2016, Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas[S].
- [12] NACE SP0116—2016, Multiphase Flow Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines[S].
- [13] SY/T 0087.1—2006, 钢制管道及储罐腐蚀评价标准埋地钢质管道外腐蚀直接评价[S].
SY/T 0087.1—2006, Standard of Steel Pipeline and Tank Corrosion Assessment—Steel Pipeline External Corrosion Direct Assessment[S].
- [14] NACE SP0502—2010, Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology[S].
- [15] ASME B31G—2012, The American Society of Mechanical Engineers. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines[S].
- [16] SY/T 6151—2009, 钢质管道管体腐蚀损伤评价方法[S].
SY/T 6151—2009, Assessment of Corroded Steel Pipeline[S].
- [17] GB/T 30582—2014, 基于风险的埋地钢质管道外损伤检验与评价[S].
GB/T 30582—2014, Risk-based-inspection and Assessment Methodology of External Damage for Buried Steel Pipeline[S].
- [18] SY/T 6477—2017, 含缺陷油气管道剩余强度评价方法[S].
SY/T 6477—2017, Remaining Strength Evaluation for Oil & Gas Pipeline with Flaws[S].
- [19] 王宾, 荆洪阳, 任晓波. 平面型缺陷断裂评定的 BS 7910 标准简介[J]. 压力容器, 2006, 23(8): 7-11.
WANG Bin, JING Hong-yang, REN Xiao-bo. Brief Introduction of Methods for Assessing the Acceptability of Plane Flaws with Reference to BS 7910[J]. Pressure Vessel Technology, 2006, 23(8): 7-11.
- [20] GB/T 19624—2004, 在用含缺陷压力容器安全评定[S].
GB/T 19624—2004, Safety Assessment of the In-service Pressure Vessels with Defects[S].
- [21] SY/T 6996—2014, 钢质油气管道凹陷评价方法[S].
SY/T 6996—2014, Assessment of Steel Oil & Gas Pipeline with Dent[S].
- [22] TSG D7003—2010, 压力管道定期检验规则——长输(油气)管道[S].
TSG D7003—2010, Periodical Inspection Regulation for Oil & Gas Pressure Pipeline[S].