

某天然气集输管道复合重构技术应用

张朋举¹,张洪辉²,李振金¹,张丹³,王慧元⁴,李振英¹,王壮壮⁴

(1.中国石油集团 工程材料研究院有限公司,陕西 西安 710076;2.中国石油集团 西部钻探工程公司 苏里格气田分公司,内蒙古 乌审旗 017300;3.中国石油 长庆油田分公司,陕西 西安 719000;
4.中国石油 吐哈油田分公司 准东采油管理区,新疆 吉木萨尔 831700)

摘要:规格为 $\phi 108 \times 5$ mm,钢级L245的某含水天然气集输管道经过11年运行之后,管道出现连续“溃瘍式”失效,严重影响了该区块天然气的集输。为了治理该管道,研究管道失效的机理。采用实物压力测试的方法,在原有管道的基础上,评估了运用内穿插HDPE管的方法可以有效治理该管道的质量及安全隐患。同时采用工厂预制连续HDPE管道,运用清管、通径、除瘤、预穿插、组焊、HDPE管缩径、穿插、封口等工艺过程,完成了4247m管段的施工,氮气试压4.5MPa之后投产运行。结果表明:管道出现连续失效隐患时,采用“HDPE”管道内穿插重构的方式,可以有效治理该类型的失效。投产运行455天之后,未出现失效事故,比往年平均每2个月失效事故从“4次”下降至“0次”。

关键词:HDPE管;穿插;集输

中图分类号:TG457.2

文献标识码:A

文章编号:1006-7981(2025)09-0080-06

1 引言

天然气田地面集输管道是将单井采出的原生态的以天然气为主的混合物,进行汇集并输送至处理站,经过分离净化等处理工艺之后成为具有商品价值的天然气,最后进入销售管网输送至应用端。天然气井正常生产过程中,由于需要时不时采取修井措施作业实现老井稳产,所以经常使用压裂、酸化、查层补孔、解堵等方法开展日常维护性质的井筒作业,难免对集输介质造成直接或者间接的影响;部署新井投产的过程中,由于低成本开发等发展需求,使得完井工程实现多层系开发现象增多。不同层系的产出物种类有差异造成单井产出物将更加多样化。这些产出物质的多样性会导致腐蚀性介质数量和种类增加,前期铺设的集输管道内防腐能力进一步减弱而造成管道功能可靠性降低、腐蚀失效处数量增多,严重时会造成管道泄露等事故发生。以某天然气开发区块为例,2012年开发时主要针对某一特定致密气藏进行大规模开发,集输管道设计采用钢级为L245,外防腐方式为双环氧粉末,内防腐制度设计为定期加注缓蚀剂,采用强制电流进行阴极保护,这种设计完全能够满足当时的

管道完整性管理要求。平稳运行投产11年之后,该集输汇管内腐蚀失效事故频发,并且呈现出某一特定管段,长度为4247m范围内,不同的焊接连接处。单次应急处理难度较大,并且处置成本较高;如果采用更换管道不但会导致停产,而且重新建设的涉及征地、协调、大规模土石方开挖等成本会更高,为了解决该问题采气管理单位决定采用“管道内穿插技术”恢复该管道功能。据进一步了解,HDPE(High Density Polyethylene,高密度聚乙烯,下简称HDPE)内衬技术作为一项新兴技术,具有管道适用口径广(口径1000mm或更大)、防腐性能好(耐 H_2S 、 CO_2 、 Cl^- 以及MIC等)、价格低、寿命较长等特点,已逐步在陆上油气田注水管道、油气集输管道以及海水管道中得到推广和应用,如大港油田集输管道、塔河油田和阿曼油田的单井和集输管道、伊拉克格拉芙油田和艾哈代布油田的注水管道等^[1-7]。采用不废弃原有集输管道,对原管道进行HDPE穿插,不但能够治理该管段的集中腐蚀问题,并且施工周期较短,产能恢复较快,同时节约了重新铺设一条管道的较高投资费用。

2 管段失效原因

收稿日期:2024-11-13

基金项目:中国石油集团基础性前瞻性科技专项(项目号:2023ZZ11)。

作者简介:张朋举(1983-),男,陕西礼泉人,硕士,高级工程师,现主要从事油气田工程技术服务工作。

该管道连接 10 口单井,主要功能是将单井所产出的天然气集输汇集至临时处理站。该条管线已连续运行 11 年,在此期间气藏开发方式逐渐发生变化,多层系开发导致气井生产介质日趋复杂,高矿化度水体增多、出现相对少量的酸性介质以及微生物群落,造成焊接位置腐蚀程度逐渐加剧,可靠性进一步降低,频繁发生管道泄露等突发事件。由于多次发生焊缝腐蚀穿孔的失效事故。采用材料分析的方法检测管道焊缝金属组分、显微组织、微观结构与母材金属的存在一定的差异,在气田采出水流体介质中会存在电位差,从而驱动电子由电位较低的金属流向电位较高的金属,形成电偶,电位较低的金属遭受腐蚀。对集输管道而言,焊缝区域所占面积相对集输管道母材要小得多,如果焊缝区域电位低于母材则焊缝区域容易发生电位差腐蚀,其腐蚀会比较严重^[8-10],实际情况也发现该条管道所使用的 L245 钢焊缝组织区域电位低于母材组织区域,并且多起泄露事故均为焊缝处发生泄露。

3 内衬工艺设计

3.1 HDPE 管管材性能测试

该管道输送介质温度范围为 30~45℃ 之间,其输送介质为气液两相流,其中天然气组分在环境温度 25℃、89.88 kPa 下气体体积百分比如表 1 所示、气田采出水组分如表 2 所示。NACE SP0304-2016 中规定,在碳氢化合物与多相流介质工况下,HDPE 管适应温度应基于流体性质而定,但不宜超过 60℃^[11]。因此输送介质环境条件具备 HDPE 穿插的基础,选用油气集输管道内衬用烯烃管,所采用的标准为 SY/T 7415-2018 油气集输管道内衬用聚烯烃管,其生产原材料为 PE100 级高密度聚乙烯,符合 GB/T13663-2000 和符合 GB/T17219-98 规定。测试的性能参数如表 3 所示。

表 1 气质组分

项目	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	He	其它
含量(%)	93.75	3.66	0.55	1.25	0.03	0.76

表 2 气田产水组分含量

项目	SS	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	矿化度
含量(mg/L)	210	14 357.25	353.92	13.17	2 012.02	554.27	6 093.86	23 384.49

由于该管道的输送介质气液两相流,开发的气藏类型为含水气藏,为了确保该气田采出水对内衬的 HDPE 管道不产生影响,测试该管道集输的混合介质,产出水的类型为 CaCl₂、实测 pH 值为 5.53、总矿化度为 23 384.49mg/L。采用浸泡试验的方法,

现场采取原始水样,实验室设定浸泡温度 50℃、浸泡时间为 18 天,浸泡完成之后测试其质量、壁厚、外观、颜色均没有变化。

表 3 HDPE 管性能参数测试

序号	项目	标准数值	实测数值	备注
1	外径及壁厚	φ97mm~φ98mm	97.3mm	
2	壁厚及偏差	5.0mm+0.5mm	5.2mm	
3	不圆度	≤1.5mm	0.7mm	
4	氧化诱导时间	>20mm	59.83mm	200℃ 试验温度
5	断裂伸长率	≥350%	667.87	
6	熔体质量流动速率	<20%	13	
7	拉伸屈服强度	≥18MPa	22.12MPa	

3.2 内衬复合管测试

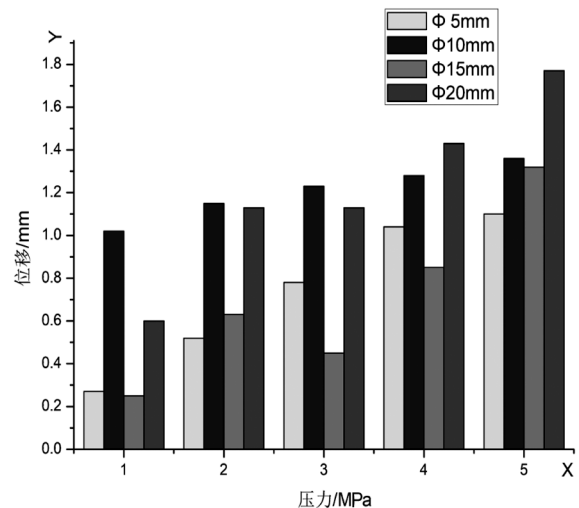


图 1 模拟缺陷承压图

据该管道历年的失效分析总结,最严重的泄露最大孔洞直径为 18mm。该试验段初始设计压力按照 6.4MPa 运行,实际运行压力一直按照 2~3MPa 运行。模拟缺陷及压力测试,在现场截取的钢制管道上人工加工 φ5mm、φ10mm、φ15mm、φ20mm 这 4 种规格孔洞。按照 GB 50251-2015 输气管道工程设计规范中,按照最大输送压力的 1.5 倍试压,实际操作中为了进一步提高可靠性,采用 5MPa 连接测试法兰进行水压测试。测试结果表明:φ20mm 孔洞在内衬复合管达到 5MPa 时,从孔洞中鼓胀位移最大为 1.77mm,未超过钢制管道的管体壁厚,说明穿插完成之后,假如出现管道外腐蚀的情形,露出孔洞的 HDPE 管能够可靠运行。

3.3 除瘤及预穿插

由于该管道已经服役 11 年,管道内部几何形貌、表面状态不是很明确。需要进行除瘤和清理,同时还要进行预穿插,确定管道内部的实际摩擦力,待实际穿插时可以明确设备关键参数。清理和

除瘤分多个步骤进行,采用专用工具处置。如图 3 所示,应用初步清理工具先对管道内腔进行清理。清理拖拽的过程中出现卡阻现象时,采用切削除瘤

工具进行除瘤,再采用清理打磨工具对切削除瘤之后的部分打磨。最后,采用螺旋深度清理工具对管道内腔进行清洁。

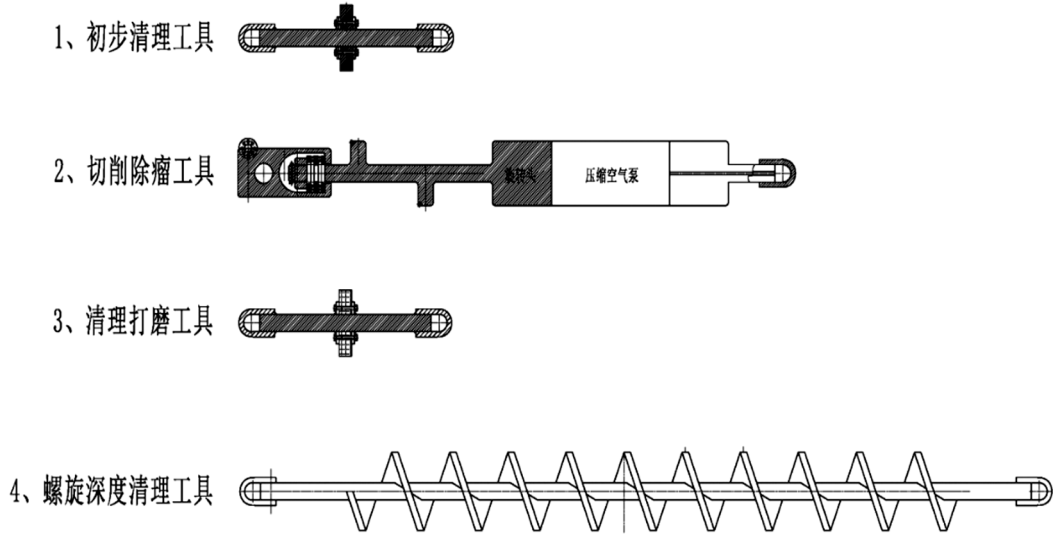


图 2 清理及除瘤工具图

以上步骤完成之后,依据公式(1)中的理论计算最大牵引力。采用 $\varphi 98\text{mm} \times 5\text{mm}$ 的 HDPE 管进行性能测试,在拟穿插的 $\varphi 108 \times 5\text{mm}$ 管道上,对拟穿插的管道切取 2~3m 长度进行穿插测试。计算最大牵引力 8 246.43N。规格 $\varphi 98 \times 5\text{mm}$ 穿插最大牵引力计算公式(见式 1):

$$F_m = \delta \times S \times 50\% \tag{1}$$

F_m —最大允许牵引力(,N);

δ —内衬管屈服强度(,MPa);

S —内衬管横截面面积(,mm²)。

4 实施过程及效果

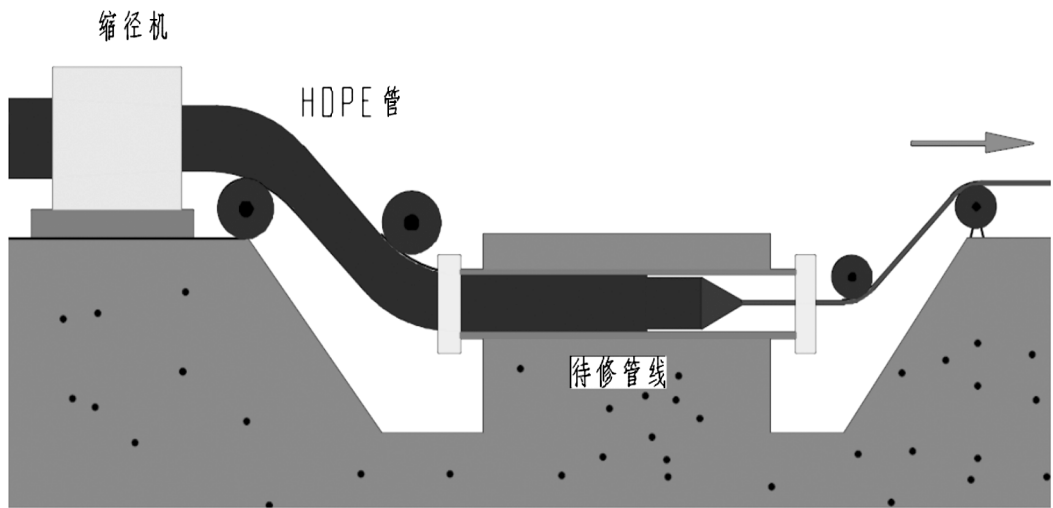


图 3 工艺过程示意图

具体施工工艺如图 3 所示,其最关键的步骤是常温状态下实现对 HDPE 管的缩径处理,缩径按照直径的 10% 在常温下使其通过专用缩径机,在精确控制衬管的压缩级数、缩径量、牵引速度及牵引力,使其直径减小 10% 左右的情况下,再顺利穿插进入

旧管道内在牵引机的作用下,穿插于管道内部。利用材料对缩径前结构的记忆功能,常温下释压,一般在 24 小时后 PE 材料长分子链松弛,从而逐渐恢复其原有直径,直到与旧管道内壁达到紧密的贴合状态。采用单体长度为 150m 的 HDPE 管道,穿插

过程中运用热熔焊接的方式将单体之间进行连接，详细连接步骤按照 ISO 12176-1-2017《塑料管材和管件—聚乙烯系统焊接设备第1部分：热熔对接》的相关操作要求。内衬管焊接端与焊机加热板一

般控制在 200~220℃，将被焊接端口压紧，焊口的最大错边应为 0.5mm。内衬过程中，根据预穿插测试出参数，控制最大拉力应小于 F_m ，同时根据穿插的速度应控制 5~8m/min。

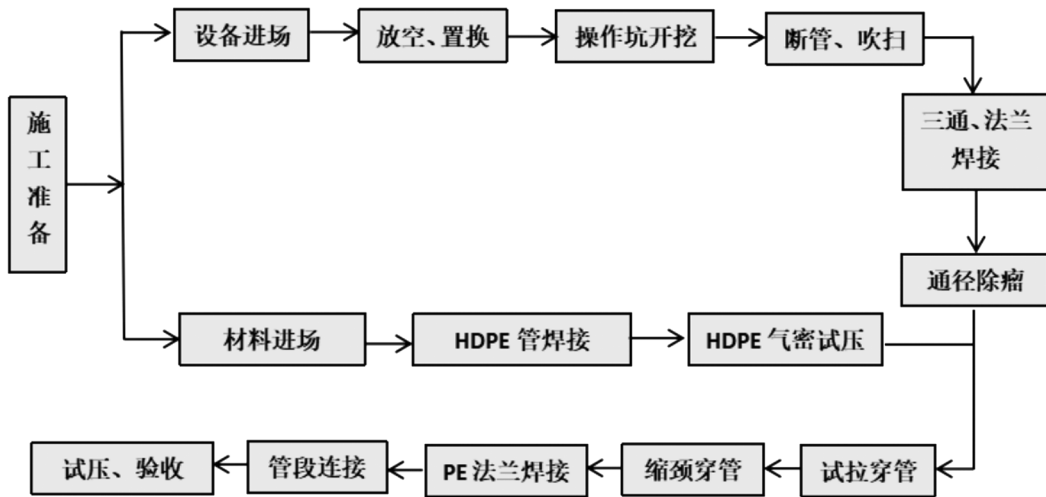


图 4 施工工艺图

4.1 端部处理

端部分为头部和尾部两部分，其中头部为牵引拉拽端，尾部为热熔焊接连接入管端。其中尾部连接如图 5 所示，穿插之前采用同等钢级 L245 钢级，规格为 $\varphi 150\text{mm}$ 钢制电熔套预先穿插至原输气管道部位。待内穿插到达预定位置之后，在穿插入口端将 HDPE 管截断，将钢制法兰与 PE 法兰机械嵌套进行组合，采用热熔套将 PE 法兰与已穿插 HDPE 管采用热熔套的方式熔结。然后将钢制套管移位至钢制法兰，同时一端与钢制法兰组焊连接、另一端与原钢制输气管道组焊连接；组焊定位

之后，采用水泥砂浆在外置钢套管与 HDPE 穿插管之间进行填充，填充待水泥凝固之后焊接封堵注入入口和排气孔。

穿插尾部处置方式如图 6 所示，尾部钢制管道切割完成之后，使用外置钢套管“穿套”在原钢制输气管道上。采用 PE 热熔套将两个穿插端的尾部进行热熔连接，再将外置钢套管移位至原钢制输气管道的两端并进行组焊连接。采用水泥砂浆对包裹区间进行填充，填充完成待水泥凝固后焊接封堵注入入口和排气孔。

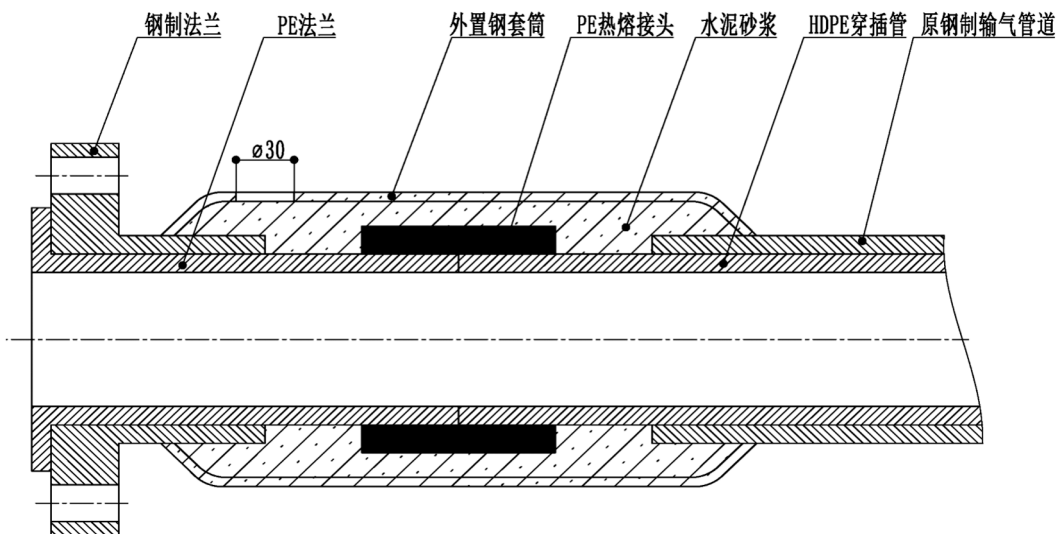


图 5 穿插入口端结构示意图

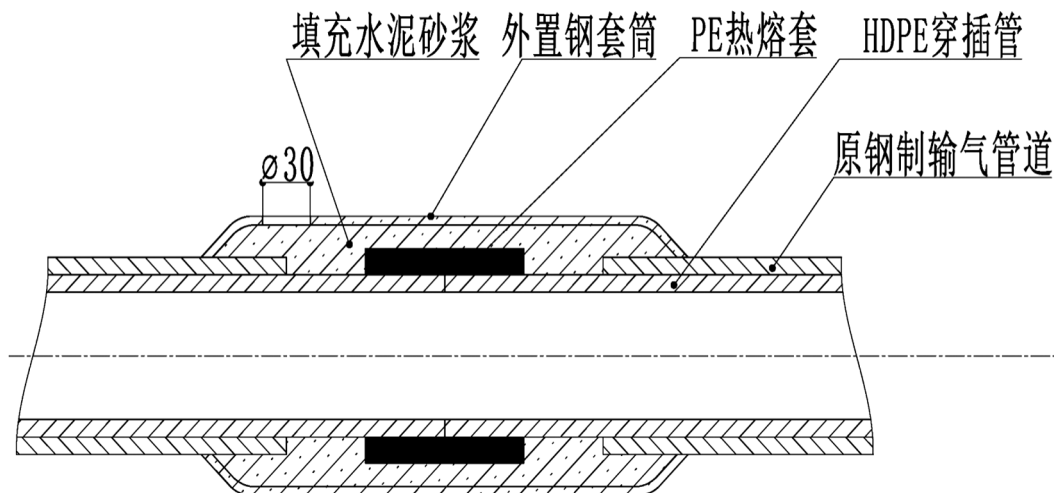


图6 穿插尾部结构示意图

4.2 设计输送压力

该管道原设计压力为 6.4MPa, 外径 $\phi 108\text{mm}$, 设计壁厚 5mm。原设计按照 GB 50251—2015《输气管道工程设计规范》中的公式 2 所示。按照铺设情况 F 强度系数按照二类地区取值为 0.72, 规范中规定输气管道采用钢管达到 GB/T 9711 中的 PSL2 级, 焊缝系数为 1。

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_s \psi ft} \quad (2)$$

P — 设计压力(,MPa);

D — 钢管外径(,mm);

σ_s — 钢管标准规定的最小屈服强度(,MPa);

ψ — 焊缝系数;

F — 强度设计系数;

t — 温度折减系数, 当温度小于 120℃ 时, t 值应取 1.0。

经过对该管道进行实际壁厚测量, 抽取测量之后的数据显示管道壁厚均在 7~8mm 之间。按照公式(2)计算显示, 该管道还能够按照原始设计承压进行使用。但是根据实际生产条件, 再次规定该管道输送压力为 2~3MPa 之间。采用最高投产压力的 1.5 倍, 使用氮气为介质进行密封试压, 试压压力为 4.5MPa, 时间为 24 小时无压降。

5 结论

对该天然气集输管道中的焊缝腐蚀严重的 4 247m 管段, 采用 HDPE 穿插重构治理之后, 顺利投产。实际运行压力在 2.3MPa, 截止 2024 年 11 月已投产运行 455 天, 累计输送天然气 910 万立方米,

同时未发生过任何形式的失效泄露事故。内穿插管道重构技术有效的控制并消除了该类型的风险, 建议对该地区其他管道采用该技术进行集中治理, 确保管道可靠运行并有效保护生态环境。

[参考文献]

- [1] KOCH G H, BRONGERS M, THOMPSON N G, VIRMANI Y P, PAYER J H. Corrosion costs and preventive strategies in the United States[R]. Houston: NACE International, 2018.
- [2] 樊学华, 陆学同, 谢成, 等. 酸性高含盐油田管道内腐蚀失效控制与材料选择[J]. 油气储运, 2016, 35(8): 849-855.
- [3] 刘碧峰, 罗晓明, 马先平, 等. HDPE 管道修复技术在大港南部油田的应用[J]. 油气储运, 2010, 29(8): 638-639.
- [4] BARON J J, MACLEOD L C, SZKLARZ K E. Non-metallic yqcy. paperopen.com 331 [C]. Orlando: 2000 NACE International, 2000.
- [5] 葛鹏莉, 羊东明, 韩阳, 等. 内穿插修复技术在塔河油田的应用[J]. 腐蚀与防腐, 2014, 35(4): 384-386.
- [6] 孙贵杰, 齐安彬, 张磊, 等. 聚乙烯管内插修复技术及其应用[J]. 油气储运, 2011, 30(7): 530-531, 472.
- [7] 樊学华, 祝亚男, 于勇, 等. 油气田管道 HDPE

- 内衬技术的应用[J]. 油气储运, 2021, 40(3): 326-332.
- [8] 曹楚南. 腐蚀电化学原理[M]. 北京: 化学工业出版社, 2004: 101-109.
- [9] 魏宝明. 金属腐蚀理论及应用[M]. 北京: 化学工业出版社, 2004: 141-143.
- [10] 赵华莱, 姜放, 李荀, 等. 酸性油气井生产管柱结构材料电偶腐蚀行为研究[J]. 天然气与石油, 2008, 26(4): 16-18.
- [11] National Association of Corrosion Engineering. Design, installation, and operation of thermoplastic liners for oilfield pipelines: NACE SP 0304-2016[S]. Houston: NACE International Publication, 2016.

Application of composite reconstruction technology for a natural gas gathering and transportation pipeline

ZHANG Peng ju¹, ZHANG Hong hui², LI Zhen jin¹, ZHANG Dan³, WANG Hui yuan⁴,
LI Zhen ying¹, WANG Zhuang zhang⁴

(1. CNPC Tubular Goods Research Institute, Xi'an Shaanxi 710076, China;

2. Sulige Gasfield Branch of XDEC, Wushen Banner Inner Mongolia 017300 China;

3. Petrochina Changqing Oilfield Company, Xi'an Shaanxi 719000, China;

4. Petrochina Tuha Oilfield Company Jimusaer Plant, Jimusaer Xinjiang 831700, China)

Abstract: A certain natural gas gathering and transportation pipeline with a specification of $\phi 108 \times 5$ mm and a steel grade of L245, after 11 years of operation, exhibited continuous "ulcer-like" failures, severely affecting the gathering and transportation of natural gas in this block. To address the issue of this pipeline, the mechanism of its failure was investigated. By employing computer simulation of failure and physical pressure tests, it was evaluated that on the basis of the original pipeline, the use of internal interspersed HDPE pipes could effectively address the potential safety hazards of the pipeline. Simultaneously, factory-prefabricated continuous HDPE pipes were utilized, and the treatment of a 4 247 m pipe section was completed through processes such as pipe cleaning, diameter-passage tumor removal, pre-interspersion, assembly welding, HDPE pipe diameter reduction, interspersion, and sealing. After a pressure test of 4.5 MPa, it was put into operation. The results indicate that when continuous failure risks occur in the pipeline, the method of internal interspersion and reconstruction with "HDPE" pipes can effectively address the failure. After 455 days of operation, no failure accidents have occurred, as compared to "4" times in the same period of previous years, which has decreased to "0" times.

Key words: HDPE Pipeline; internal interspersed gathering and transportation