高钢级厚壁抗硫管线钢 X65QS 在含硫储气库的技术可行性研究

鲜　宁[1]　陈勇彬[1]　李阿伟[2]　昝林峰[1]　廖　芸[1]　黄睿轩[3]　齐凯宇[3]

1. 中国石油工程建设有限公司西南分公司，　四川　成都　610041；

2. 中国石油工程建设有限公司海湾地区公司，　阿联酋　阿布扎比　127345；

3. 中国石油西南油气田分公司蜀南气矿，　四川　泸州　646001

摘　要：储气库注采同管设计可节省管材用量，减少投资，但部分储气库在采气时含有少量的 H_2S，需采用高钢级厚壁抗硫管线钢。分析了高钢级厚壁抗硫管线钢的关键技术要求，对高钢级抗硫管线钢的应用现状、存在问题及研究进展进行了统计分析，结合储气库自身特点对高钢级厚壁抗硫管线钢的应用开展了技术可行性研究，并选取 2 段国产 X65QS 厚壁管进行了试验验证。研究结果显示：通过合适的过程质量控制，X65 钢级管线钢仍具有良好的抗氢致开裂（Hydrogen-induced Cracking，HIC）和硫化物应力开裂（Sulfide Stress Cracking，SSC）性能，相对而言 X65QS 较 X65MS 具有更优异的抗 SSC 性能；国产 X65QS 厚壁无缝管母材组织均匀，晶粒度和硬度控制良好，母材及环焊缝均通过了 ISO 15156－2：2020《石油天然气工业——石油和天然气生产中含 H_2S 环境使用的材料　第 2 部分：抗开裂碳钢、低合金钢和铸铁》标准规定的资格试验，具有优异的抗 HIC 和抗 SSC 性能。研究验证了 X65QS 钢级厚壁抗硫管线钢在储气库酸性工况应用具备技术可行性，可为含硫储气库的设计优化提供参考。

关键词：X65；SSC；HIC；储气库；H_2S

DOI：10. 3969 /j. issn. 1006-5539. 2026. 03. 004

Technical feasibility study of high-strength sulfur-resistant pipeline steel X65QS with thick wall in sulfur-containing gas storage

Xian Ning[1], Chen Yongbin[1], Li Awei[2], Zan Linfeng[1], Liao Yun[1], Huang Ruixuan[3], Qi Kaiyu[3]

1. CPECC Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610041, China;

2. CPECC Gulf Area Company, Abu Dhabi, 127345, UAE;

3. Shunan Gas Mine, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Luzhou, Sichuan, 646001, China

Abstract: The design of using a single pipeline for both gas injection and production in gas storage facilities can save pipe material and reduce investment. However, some gas storage facilities contain trace amounts of hydrogen sulfide during gas production, necessitating the use of high-strength thick-walled sulfur-resistant pipeline steel. This paper analyzes the key technical requirements for high-strength thick-walled sulfur-resistant pipeline steel, reviews the current application status, existing challenges, and research progress of high-strength sour-resistant pipeline steel, and conducts a technical feasibility study on the application of such steel based on the specific characteristics of gas storage facilities. Experimental

收稿日期：2026-03-09

作者简介：鲜　宁（1980-），男，高级工程师，硕士，主要从事材料腐蚀与防护技术及清洁能源应用相关的研究工作。E-mail：xian_si_yu@ 163. com

verification was performed on two segments of domestically produced X65QS thick-walled pipes. The results show that: with proper process quality control, X65 grade pipeline steel maintains excellent resistance to hydrogen-induced cracking (HIC) and sulfide stress cracking (SSC); comparatively, X65QS exhibits superior SSC and sour resistance relative to X65MS; the microstructure of domestically produced X65QS thick-walled seamless pipes is uniform, with well-controlled grain size and hardness; both the base material and circumferential welds passed the qualification tests specified in ISO 15156-2: 2020 *Petroleum and natural gas industries—Materials for use in H_2S cotanining environments in oil and gas production—Part* 2: *Cracking resistant carboon and sow alloy steels*, *and the use of cast irons*, demonstrating excellent HIC and SSC resistance. This study confirms the technical feasibility of thick-walled X65QS grade sulfur-resistant pipeline steel for use in acidic service conditions of gas storage facilities, and provides a reference for design optimization of sour gas storage facilities.

Keywords: X65; Sulfide Stress Cracking(SSC); Hydrogen-induced Cracking(HIC); Gas storage; H_2S

0　前言

为满足天然气策略储备、应急调峰的需求，储气库建设迎来高峰期。储气库在注气过程中注入高压的净化天然气，为干气；但采出时则可能带出地层水，设计按湿气考虑。西南地区大部分地层含硫，因此部分储气库在采气时也含有少量的 H_2S，以致于采气工况输送介质为含硫湿气。因此，储气库管线钢的材质选择需考虑抗硫管材。为节省管材用量，减少投资，设计考虑注采同管，由于注气压力通常较高，需采用高钢级厚壁抗硫管线钢才能满足要求。近年来国内高钢级抗硫管的研发取得了较大进展，宝钢、宝管等多家钢管厂已经成功研发了 X65MS 焊管[1-5]，天钢、华菱、首钢等多家钢管厂开发已经成功研发了 X65QS /X65QO 无缝管[6-10]，为我国高钢级抗硫管的工程应用提供了坚实基础。然而，自 2013 年卡萨甘气田用 X60 ~ X65 抗硫管发生硫化物应力腐蚀开裂[11]，设计人员和最终用户对高钢级抗硫管的推广应用趋于谨慎。本文通过分析高钢级厚壁抗硫管线钢的关键技术要求、管线钢应用与研究现状，结合储气库自身特点对高钢级厚壁抗硫管线钢的应用开展了技术可行性研究，并对国产高钢级厚壁抗硫管的抗硫性能进行试验验证，以期为川渝地区储气库设计建设提供技术参考。

1　H_2S 环境下的损伤机理与影响因素分析

为确保管线钢安全应用于含 H_2S 工况，首先要了解其在酸性工况下的潜在损伤机理及其影响因素，以便确定抗硫管线钢的技术要求。在含硫湿气工况下，管线钢通常涉及 4 种腐蚀损伤形式：氢鼓泡、氢致开裂(Hydrogen-induced Cracking, HIC)、应力导向氢致开裂(Stress-oriented Hydroger-induced Cracking, SOHIC)、硫化物应力开裂(Sulfide Stress Cracking, SSC)。这些损伤形式的机理本质上仍属于氢损伤机制，进入管线钢基体的氢为腐蚀电化学反应中阴极反应过程中形成的氢原子，硫化物抑制了氢原子之间的结合，从而能促进氢原子渗入金属内部，加重含硫环境下的氢损伤。因此，管线钢在含 H_2S 工况应用的关键是管线钢母材及其焊缝具有合适的抗硫性能，特别是抗 HIC 和抗 SSC 性能。

通常，在无外加应力时就能发现氢鼓泡和 HIC，氢鼓泡主要出现在材料表层或者近表层处；HIC 则通常出现在材料内部的长条形非金属夹杂物处。SOHIC 的本质是有内应力作用下的 HIC，裂纹会沿着内应力的方向扩展，如焊缝热影响区。SSC 则发生在基体、焊缝以及焊缝热影响区。发生 SSC 必须同时具备含 H_2S 的腐蚀环境、对 SSC 敏感的材料及承受拉伸应力 3 个条件。

材料在 H_2S 环境下抗开裂性能受很多因素影响，包括腐蚀环境因素、材料因素，SSC 还受应力因素影响。材料内部的非金属夹杂物以及有害元素 P、S 的偏析等对 HIC 的影响较大。随着冶炼技术的提高，X65 钢级管线钢经低碳、低硫磷、低合金的成分设计，工艺上严格控制成分偏析、夹杂物含量和形态，通常具有优异的抗 HIC 性能[12-16]。材料的强度、硬度、显微组织则对 SSC 影响较为显著[17-21]。通常管线钢强度和硬度越高对 SSC 越敏感，显微中的硬相组织或局部硬区会增加 SSC 敏感性，显微组织抗 SSC 性能降序排列为：淬火 + 回火组织、正火 + 回火组织、正火组织和未回火马氏体。通常应力增加，SSC 的敏感性亦增大[20]。SSC 通常起源于薄弱部位，这些部位包括应力集中处、点蚀坑底部、焊缝热影响区、焊缝缺陷处、冷加工处、淬硬组织处等。

2　高钢级抗硫管线钢的应用与研究现状

2.1　应用情况

国外对于高钢级抗硫管线钢的研发和应用较早，X60 最早在 20 世纪 80 年代应用于酸性环境，X65 应用

于多个酸性工况项目[22]，以热机械控制工艺（Thermomechanical Controlled Processed，TMCP）钢板卷制的焊管为主。早期的 X60 和 X65 钢板显微组织以铁素体 + 珠光体为主，在酸性工况应用的早期主要问题是 HIC，由中心线偏析、非金属夹杂物的存在及带状珠光体和马氏体—奥氏体（Matensite-austenite，MA）成分等问题所致。随着炼钢纯净度的提升和制造工艺的改进，材料抗 HIC 性能得到改善。

尽管高钢级管线钢的抗 HIC 性能有了显著改进，但 SSC 问题仍需引起重视。2013 年，卡萨甘气田 X60MS 管线钢短期投运后就出现泄漏，无损检测发现焊缝处出现多处贯穿壁厚的裂纹，根据北里海运营公司的原因分析报告，失效分析发现钢管内表面出现局部硬区（Local hard zone，LHZ），部分超过了 250 HV10，复验库存管也发现内表面存在局部硬区，认定失效主因是 SSC。埃克森美孚公司对 ϕ711 ×18 mm TMPC 钢板卷制的 X65 钢管进行硬度测量，对 297 个点开展了硬度测试[23-24]，结果见图 1。

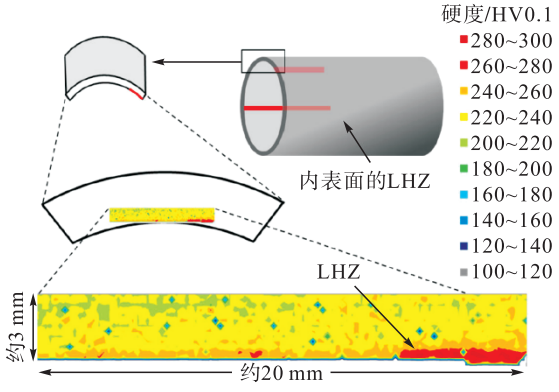


图 1　X65 焊管的硬度测试结果图

Fig. 1　Hardness test results of X65 welded pipe

LHZ 沿纵向条痕状分布，分布位置无明显规律，沿厚度方向较薄，在其他文献资料[18,21,25]中 LHZ 特点与之相似，一般 LHZ 的影响深度约 0.5 ~ 1.0 mm。对于这种制造过程导致的 TMCP 钢板表面 LHZ，若无有效的质量控制措施，一旦遗传到焊管内表面，将影响钢管的抗 SSC 性能。旧版 API 5L《管线钢管》（45th）中管线钢硬度测量点距表面的距离为 1.5 mm，质量控制中不易发现表面的 LHZ，在检验项目中缺乏对 LHZ 的检测要求。APL 5L《管线管钢》（46th）增加了对 LHZ 的检测要求，完善了 LHZ 的质量控制。目前，国际上一些知名石油工程公司在酸性工况应用的管线钢最高钢级到 X65，并加强了对钢板的硬度控制。

2.2　研究进展

2.2.1　抗 HIC 性能

对于高钢级管线钢，其抗 HIC 性能主要受化学成分、非金属夹杂物的数量和形态等因素影响。随着 C 含量增加，Mn 的偏析会增加，导致 HIC 敏感性增加；S 与 Mn 生成低熔点低硬度的 MnS，易轧制成带尖端的长条状，易于 H 原子的聚集，对 HIC 具有负面影响。冶炼技术的提升可提高抗 HIC 性能，如通过钙化处理将残余 S 形成不可变形的圆形夹杂物，生成分散球状的高熔点 CaS；在转炉工艺中脱 P，同时尽量减少 C、Mn 和 O 的含量；真空脱气和搅拌技术尽可能避免大规模偏析和夹杂物作为裂纹起始点。

2013 年，王建等人[14]在高强抗 HIC X65 管线钢无缝管的生产实践中，成功试制出评级 0.5 级以下夹杂物，钢中夹杂物呈球状分布，尺寸小，数量少，通过了 SSC 和 HIC 试验。2013 年，李战军等人[10]在 X65 管线钢冶炼生产中，实现了高洁净度和良好内部质量抗酸类管线钢连铸坯的批量生产；钢中 B 类夹杂物控制在 0.5 级以下，基本没有长条状 MnS 夹杂物，连铸坯低倍评级中心偏析达到 C 类 0.5 级以下水平。2016 年，李尚兵等人[8]在 X65QS 管线钢 S 含量控制的生产中通过控制入炉铁水 S 含量、铁水带渣量，电炉出钢下渣，提高精炼炉深脱 S 能力等全过程控制措施，实现具备批量生产成品 S 含量在 0.002% 以下的超低 S 钢的生产能力。2017 年，周晓锋等人[6]在 X65QO /X65QS 顺序海洋抗腐蚀管线用无缝钢管生产中以低 C 含 Mn 钢为基础，通过添加钼提高淬透性，添加铌、钒细化晶粒，提高韧性，采用纯净冶炼技术严格控制有害元素的含量，降低夹杂物含量，其产品具有优异的抗 HIC 和抗 SSC 性能。

2.2.2　抗 SSC 性能

当前针对高钢级管线钢抗 SSC 性能的研究主要有以下两方面：一是 LHZ 对 MS 焊管的影响，以及如何识别 LHZ 提高 MS 管的抗 SSC 性能稳定性[26-29]；二是极端酸性工况下 QS 无缝管的性能研究，如模拟 H_2S 分压 > 1 MPa 的工况、类北极的低温酸性工况等[30-33]。

对于 MS 焊管，日本 JFE 钢铁公司对 X65 焊管研究显示[21]：显微硬度 < 250 HV0.1 时，X65 通过了 SSC 试验；其他研究者[26-29]针对没有 LHZ 的 X65 钢板或钢管开展 SSC 试验，X65 也可通过 SSC 标准试验，展现出良好的抗 SSC 性能。但对于 H_2S 分压较高的试验条件，没有 LHZ 的 X65MS 钢管也有未通过试验的报道，试验结果见表 1[20]。

对于 QS 无缝管，2020 年，Thebault F 等人[30]针对 X60QOS 和 X65QOS 管线钢在 H_2S 分压 > 0.1 MPa 的酸性工况下进行了 SSC 试验，共计 8 个不同规格的样品均通过了 H_2S 分压 0.5 MPa 或 1.5 MPa 的 SSC 试验，见表 2。2021 年，Luc L T 等人[33]报道 219 mm × 15.09 mm 规格的 X65QS 母材通过了 0.684 MPa H_2S + 0.684 MPa CO_2 的 SSC 试验。

表 1　X65MS 的 SSC 试验结果表

Tab. 1　SSC test results of X65MS

钢级	外径×壁厚 /mm×mm	加载应力	试验条件	试验结果
X65MS	510×38.1	90% AYS	0.1 MPaH_2S	无 SSC
X65MS	510×38.1	90% AYS	0.1 MPaH_2S+0.1 MPa CO_2	无 SSC
X65MS	510×38.1	90% AYS	0.3 MPaH_2S+0.1 MPa CO_2	无 SSC
X65MS	510×38.1	90% AYS	0.5 MPaH_2S+0.1 MPa CO_2	SSC
X65MS	510×38.1	70% AYS	0.5 MPaH_2S+0.1 MPa CO_2	SSC
X65MS	510×38.1	70% AYS	0.7 MPaH_2S+0.1 MPa CO_2	SSC
X65MS	510×38.1	50% AYS	0.7 MPaH_2S+0.1 MPa CO_2	无 SSC
X65MS	510×38.1	50% AYS	1.3 MPaH_2S+0.1 MPa CO_2	无 SSC
X65MS	510×38.1	50% AYS	1.7 MPaH_2S+0.1 MPa CO_2	无 SSC

表 2　X60QOS 和 X65QOS 的 SSC 试验结果表

Tab. 2　SSC test results of X60QOS and X65QOS

钢级	外径×壁厚 /mm×mm	H_2S 分压 /MPa	加载应力	试样表面状态	试验结果
X60QOS	457×23.2	0.5*	72% AYS	机械抛光	无 SSC
X60QOS	457×23.2	0.5*	80% AYS	机械抛光	无 SSC
X60QOS	457×23.2	0.5*	90% AYS	机械抛光	无 SSC
X60QOS	355.6×14.3	0.5	90% AYS	机械抛光	无 SSC
X60QOS	152.4×27	1.5	90% AYS	原始表面	无 SSC
X65QOS	240×25	0.5	90% AYS	机械抛光	无 SSC
X65QOS	245.36×18.25	1.5	80% AYS	机械抛光	无 SSC
X65QOS	245.36×18.25	1.5	90% AYS	机械抛光	无 SSC
X65QOS	245.36×18.25	1.5	90% AYS	原始表面	无 SSC
X65QOS	323.9×12.7	1.5	90% AYS	机械抛光	无 SSC
X65QOS	323.9×12.7	1.5	90% AYS	原始表面	无 SSC
X65QOS	279.5×17.5	1.5	90% AYS	原始表面	无 SSC
X65QOS	273.05×35	1.5	90% AYS	原始表面	无 SSC

注：试验溶液为 NACE TM 0177 A 溶液；* 为试验周期内 H_2S 连续鼓泡。

文献资料[33-36]显示：在硬度控制良好的情况下，尽管高钢级管线钢仍具有良好的抗 SSC 性能，但无论是 MS 还是 QS，在 SSC 试验后试样表面均易出现腐蚀沟槽现象，笔者在对 X65MS 和 X65QS 的 SSC 试验中也观察到相同的现象，过去 X52 及以下钢级的研究报道中则未见类似报道。针对高钢级管线钢在 SSC 试验中出现的腐蚀沟槽现象，目前大部分研究者认为该现象是应力加速了阳极溶解所致[34]。SSC 试验中的加载应力对试样表面的腐蚀沟槽有显著影响，Haase T 等人[35]开展了不同加载应力的 SSC 试验，结果显示 90% AYS 和 80% AYS 加载应力下的 SSC 试样表面呈现了腐蚀沟槽特征，72% AYS 和 50% AYS 加载应力下的 SSC 试样表面则没有出现腐蚀沟槽。

2.2.3　可焊性

针对含硫工况，通常要求对环焊缝焊接接头进行焊后热处理，对于 MS 焊管，焊后热处理可能会导致强度降低。结合川渝地区含硫储气库所需的管道口径通常小于 DN500，采用无缝管更为合适，QS 无缝管为更优选择。

X65 钢级在长输管网中应用较多，其焊接接头的力学性能易满足标准要求，根据笔者经验，高钢级抗硫管线钢可焊性的关键是焊接接头的抗 SSC 性能。因此，本文统计关于高钢级 QS 抗硫无缝管焊接工艺的研究报道，并对焊接接头的抗 SSC 性能进行分析，X65QS 对焊工艺及 SSC 试验统计见表 3。

表 3　X65QS 对焊工艺及 SSC 试验统计表

Tab. 3　X65QS welding process and SSC test statistics

管径 × 壁厚 /mm × mm	焊接工艺	SSC 试验情况
245. 36 × 18. 25	半自动焊 位置：1G；坡口：3°；预热温度：150 ℃；层间温度：220 ℃；根焊：GMAW-STT，ER70S-6；其余：GMAW-P(ST)，ER70S-6；热输入：根部 0. 64 ~ 0. 90 kJ /mm，热焊道 0. 81 ~ 1. 51 kJ /mm，填充 0. 83 ~ 1. 36 kJ /mm，盖面 1. 12 ~ 1. 50 kJ /mm	通过 D 条件下的 SSC 试验
245. 36 × 18. 25	半自动焊 位置：1G；坡口：3°；根焊：GMAW-STT，ER70S-6；其余：GMAW-P(DT)，ER80S-G；预热温度：150 ℃；层间温度：250 ℃；热输入：根部 0. 40 ~ 0. 65 kJ /mm，热焊道 0. 45 ~ 0. 90 kJ /mm，填充 0. 45 ~ 0. 90 kJ /mm，盖面 0. 40 ~ 0. 70 kJ /mm	通过 D 条件下的 SSC 试验
219 × 15. 09	手工焊 位置：5G；根焊 /热焊道：GMAW，ER80S-NiMo1；其余：SMAW，ER8018-G-H4R；预热温度：150 ℃；热输入：6 ~ 14 kJ /cm	通过 A 条件下的 SSC 试验；但未通过 C 条件下的 SSC 试验
219 × 15. 09	手工焊 位置：5G；根焊：STT，ER70S-6；其余：GTAW，ER90S-G；预热温度：50 ℃；热输入：热焊道 6 ~ 9 kJ /cm，填充 < 15 kJ /cm	通过 A 和 C 条件下的 SSC 试验
219 × 15. 09	全自动焊 位置：5G；坡口：J 形；根焊：STT，ER70S-6；其余：GTAW，ER70S-6；保护气体：50% Ar + 50% CO_2	通过 C 条件下的 SSC 试验
273 × 35	坡口：2° J 形坡口；根焊：STT，ER70S；其余：GTAW，ER80S-G；预热温度：100 ℃；层间温度：180 ℃；热输入：0. 4 ~ 0. 8 kJ /mm	根焊通过了 A 条件下的 SSC 试验；中间壁厚因硬度超标(290HV10. 0)未通过 SSC 试验
273 × 45	坡口：2° J 形坡口；根焊：STT，ER70S；其余：GTAW，ER80S-G；预热温度：150 ℃；层间温度：180 ℃；热输入：0. 4 ~ 0. 8 kJ /mm	根焊和中间壁厚均通过了 A 条件下的 SSC 试验

注：SSC 试验条件为 A 代表 NACE TM 0177 A 溶液 + 0. 1 MPa H_2S；B 代表 NACE TM 0177 A 溶液 + 0. 684 MPa H_2S + 0. 684 MPa CO_2；C 代表 EFC 16 + 0. 684 MPa H_2S + 0. 684 MPa CO_2；D 代表 NACE TM 0177 A 溶液 + 1. 5 MPa H_2S。

2019 年，英国海底七公司联合日本制铁住友公司对厚壁 X65 进行了研发[37]，针对 273 mm × 35 mm 和 273 mm × 45 mm 2 个规格的样管采用窄间隙坡口进行对焊，并评估焊接接头的抗 SSC 性能，研究结果表明：通过优化材料成分控制以限制淬硬能力，可在厚壁管中保持可接受的可焊性，已成功应用于较薄壁管的窄间隙 GMAW 工艺同样适用于厚壁管。2020 年，Thebault F 等人[30]采用 2 个不同的半自动焊工艺对 245. 36 mm × 18. 25 mm 的 X65QOS 样管进行焊接，焊接接头通过了在 1. 5 MPa H_2S 分压工况下的 SSC 试验。针对迪亚卜项目，2021 年 Luc L T 等人[33]采用全自动工艺对 219. 1 mm × 15. 09 mm X65QS 样管进行焊接，并在模拟现场工况环境下(0. 684 MPa H_2S + 0. 684 MPa CO_2)开展了 SSC 试验；2022 年，Thebault F 等人[38]采用手工焊工艺对 219. 1 mm × 15. 09 mm 的 X65QOS 样管进行焊接，开展了拉伸性能、弯曲、冲击试验以及硬度测试，并对焊接接头在模拟高 H_2S 分压工况下进行了 SSC 试验；均有合适的焊接工艺能通过模拟迪亚卜工况的 SSC 试验。

文献资料[30,33,37-39]的研究结果表明：X65QS 的抗 SSC 无缝管具有良好的可焊性，采取合适的焊接工艺能获得预期的抗硫性能，厚壁抗硫管仍然具有良好的可焊性。

3　高钢级厚壁抗硫管在储气库应用的技术可行性分析

根据对川渝地区已建或在建储气库的调研可知，储气库地面管道在注气阶段和采气阶段的设计压力存在明显差异，储气库注气压力一般为 20 ~ 40 MPa，采气压力一般为 6 ~ 14 MPa，采气压力与注气压力比值 < 0. 5。以川渝地区 2 处储气地层含硫的储气库为例，万顺场注气系统设计压力 38 MPa，采气系统设计压力 14 MPa，采气压力与注气压力比值约 0. 37，采出气硫化氢含量为 55. 14 mg /m^3；黄草峡注气系统设计压力 17 MPa，采气系统设计压力 7 MPa，采气压力与注气压力比值约 0. 41，先导性试验中采出气硫化氢含量按 15 g /m^3 设计。针对以上实际工况条件，对高钢级厚壁抗硫管在储气库中应用的技术可行性进行分析，并开展了试验验证。

3.1　技术可行性分析

根据对国内高钢级抗硫管的调研，目前 X65QS 母材和焊缝均能在美国腐蚀工程师协会 NACE 标准试验条件开展的 HIC 试验和 SSC 试验。随着冶炼技术的提升，降低有害元素含量，严控夹杂物的含量和形态，高钢级管线钢仍具有良好的抗 HIC 性能。对于抗 SSC 性能，在 SSC 试验评价过程中 SSC 试样拉应力表面易出现腐蚀凹槽现象，此外，部分母材和焊接接头通过了 NACE TM 0177 标准 A 溶液 +0.1 MPa H_2S 分压的标准 SSC 资格试验，却未能未通过在 >0.1 MPa H_2S 分压模拟工况下的 SSC 试验。因此，技术可行性分析的重点为母材和环焊缝的抗 SSC 性能。SSC 三要素见图 2。

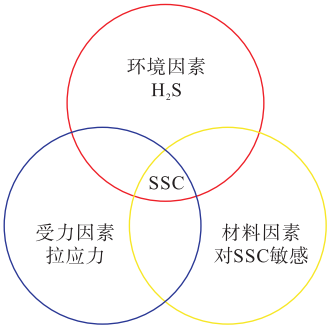


图 2　SSC 三要素图

Fig. 2　Three main factors of SSC

根据 NACE MR 0175 /ISO 15156 -2:2020《石油天然气工业——石油和天然气生产中含 H_2S 环境使用的材料　第 2 部分：抗开裂碳钢、低合金钢和铸铁》，对于所有的 SSC 分区，推荐按 NACE TM 0177《金属在硫化物环境中抗硫化物应力开裂和应力腐蚀开裂的实验室试验方法》进行资格试验（A 溶液，0.1 MPa H_2S，加载应力 80% AYS）。储气库现场工况条件与标准试验条件的腐蚀环境见图 3。由图 3 可见，NACE TM 0177 标准 A 溶液下的试验条件较储气库现场腐蚀工况更为苛刻，即通过标准试验下的资格试验满足现场腐蚀工况需求。

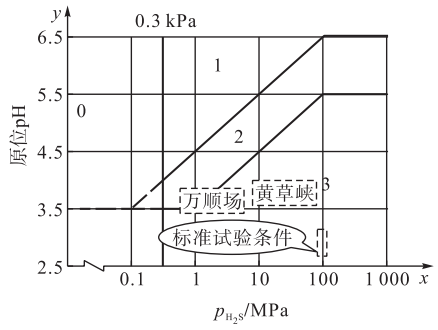


图 3　储气库现场工况条件与标准试验条件的腐蚀环境图

Fig. 3　Corrosive environment of on-site conditions of gas storage and standard test conditions

注：0、1、2、3 为 SCC 分区。

从受力因素角度看，目前试验室评价主要采用四点弯曲加载，加载应力为 80% AYS ~ 90% AYS。注采同管时，注气压力高，采气压力相对较低，设计压力主要考虑注气压力，因此采气时管道的实际承载较低。通常，采气时实际承载不足设计承载的 50%，若考虑设计系数，管道实际承受的应力与管道实际强度的比值更低，即采气时管壁实际应力较低。从受力因素看，低应力状态下不易发生 SSC。基于国外对 X65QS 管线钢抗 SSC 性能的试验结果，X65QS 母材和环焊缝在加载应力为 90% AYS 时亦能通过 NACE TM 0177 A 溶液环境下进行的资格试验，这表明在储气库低含硫工况条件下，X65QS 具有优异的抗 SSC 性能，并且在低应力状态下，不易出现腐蚀凹槽的现象。基于当前储气库的酸性工况特点及其采气管道的受力特点和厚壁 X65QS 母管及其焊接接头在酸性环境下的抗 HIC 和抗 SSC 性能情况。参考国际大型石油工程公司的应用限制，可得出 X65QS 厚壁管线钢在储气库酸性工况条件下具备技术可行性。

3.2　国产 X65QS 厚壁管线钢抗硫性能试验验证

为了推动 X65QS 钢管在酸性工况的应用，选择了不同厂家的国产 X65QS 厚壁管开展试验验证，包括金相与硬度、HIC 和 SSC 试验。样品的规格及力学性能见表 4，其中还对 1#管段的环焊缝进行了试验验证。

表 4　X65QS 厚壁管样品的力学性能表

Tab. 4　Mechanical properties of X65QS thick-walled sample pipe

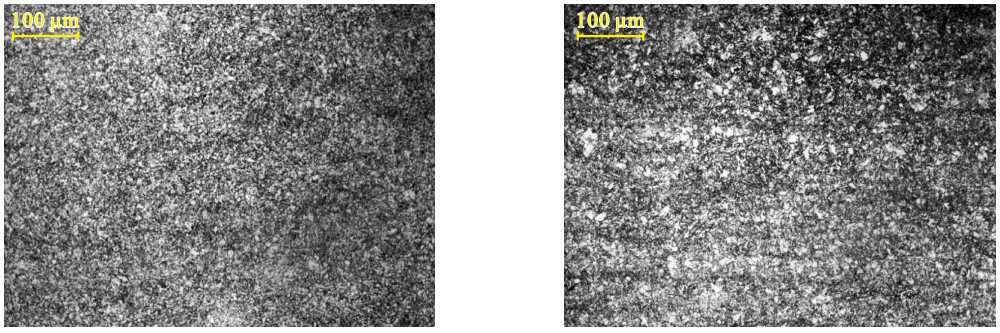
样品号	规格 / mm × mm	屈服强度 / MPa	抗拉强度 / MPa	延伸率	屈强比
1#	323.9 × 27	469 ~ 489	570 ~ 590	>31%	<0.89
2#	457.2 × 31.75	480 ~ 490	580 ~ 590	>27%	<0.85

3.2.1　金相与硬度

两家钢厂母材的显微组织相似，组织均匀，晶粒细小，样品中等壁厚处金相见图 4；但相较而言，管道近内表面处的晶粒相对略粗大，局部有轻微的带状迹象，样品近内表面金相见图 5。

硬度是抗 SSC 性能的主要因素之一，特别是内表面的 LHZ。按标准要求测量了两段样品及其焊接接头的硬度，测量结果显示硬度值均未低于 250 HV10，满足标准要求。为了进一步核查样品管段近表面的硬度分布情况，硬度测量矩阵见图 6。

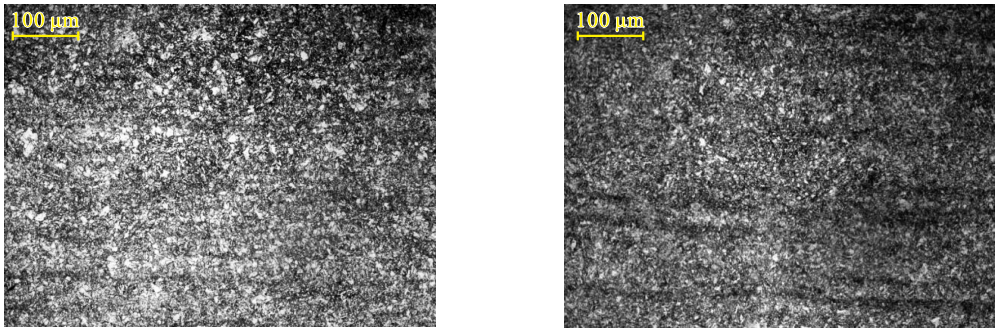
采用 100 g 小载荷沿厚度截面进行硬度测量，1#样品测量了 5 个硬度矩阵，2#样品测量了 6 个硬度矩阵。硬度测量结果显示：硬度均匀，1#样品内表面一侧的硬度平均值介于 191.1 ~ 203.9 HV0.1，2#样品内表面一侧的硬度平均值介于 188.6 ~ 202.6 HV0.1，两者的内表面一侧的硬度水平相当，均未发现局部硬点或表面硬区。对于环焊缝样品，采取 HV10 进行了硬度测量，焊缝、热影响区的硬度值均低于 250 HV10。



a)1# b)2#

图 4 样品中等壁厚处金相图

Fig. 4 Metallography of the sample (at medium wall thickness)



a)1# b)2#

图 5 样品近内表面金相图

Fig. 5 Metallography of the sample (near the inner surface)

图 6 硬度测量矩阵图

Fig. 6 Hardness measurement matrix

3.2.2 HIC 和 SSC

按 NACE TM 0284 开展 HIC 试验,环焊缝样品和 2# 管段样品取一样的 HIC 样品试样表面有少量氢鼓泡,母材试样均未发现 HIC 裂纹,CLR、CTR、CSR 指标均为 0。环焊缝试样 CLR、CTR、CSR 指标分别为 2.09% 、1.0% 和 0.06% ,满足标准要求。

SSC 试验溶液采用 NACE TM 0177 A 溶液,内表面一侧承受拉应力,四点弯曲加载 80% AYS,0.1 MPa H_2S 分压,按 NACE TM 0177 开展 SSC 试验,所有母材试样和环焊缝试样均未发生 SSC 开裂,通过了 SSC 资格试验。

验证试验结果显示,国产 X65QS 厚壁管线钢组织均匀,硬度控制良好,母材和环焊缝均具有优异的抗 HIC 和抗 SSC 性能。

4 结论

通过对高钢级抗硫管线钢的应用现状、存在问题以及研究进展的统计分析,结合对国产高钢级抗硫管的调研及其试验验证,得到以下结论。

1)通过合适的过程质量控制,X65 管线钢仍具有良好的抗 HIC 和抗 SSC 性能,相对而言 X65QS 较 X65MS 具有更优异的抗 SSC 性能。

2)国产 X65QS 厚壁管母材组织均匀,晶粒度和硬度控制良好,母材及环焊缝均通过了 ISO 15156 标准规定的资格试验,具有优异的抗 HIC 和抗 SSC 性能。

3)对于注采同管的储气库,X65QS 厚壁管具备应用于储气库酸性工况应用具备技术可行性。

参考文献:

[1] 李 超,黄晓辉,陈长青,等. 集输管线用抗 H_2S 腐蚀低锰 X65MS 焊管的开发[J]. 焊管,2017,40(2):13-19.

Li Chao, Huang Xiaohui, Chen Changqing, et al. Development of low Mn X65MS grade H_2S corrosion resistance welded pipe used for gathering pipeline [J].

Welded Pipe and Tube, 2017, 40 (2): 13-19.

[2] 王　波. X65MS 钢级 ϕ914 mm×19.8 mm 耐蚀管线管的开发与生产[J]. 焊管,2017,40(4):37-40.
Wang Bo. Development and production of X65MS ϕ914 mm × 19.8 mm corrosion resistance line pipe [J]. Welded Pipe and Tube, 2017, 40 (4): 37-40.

[3] 谢仕强,王　波,章传国,酸性环境用 UOE 焊管的开发及应用[J],钢管,2018,547(6):30-37.
Xie Shiqiang, Wang Bo, Zhang Chuanguo, Development and Application of UOE Welded Pipe for Service under Acidic Conditions [J]. Steel pipe, 2018, 547 (6): 30-37.

[4] 杨付勇. 大壁厚耐 HIC 管线钢 X65 MS 关键技术开发[J]. 河北冶金,2019(4):20-24.
Yang Fuyong. Development of key technologies for HIC pipeline steel x65ms with large wall thickness [J]. Hebei Metallurgy, 2019 (4): 20-24.

[5] 赵与越,赵　波,王　斌. 海底用 -29 ℃低温抗酸直缝埋弧焊管研制[J]. 钢管,2023,52(2):35-38.
Zhao Yuyue, Zhao Bo, Wang Bin. Development of -29 ℃ low temperature and acid resistant SAWL pipe for submarine service [J]. Steel Pipe, 2023, 52 (2): 35-38.

[6] 周晓锋,程　林,吴永超,等. PSL2 X65QO /X65QS 海洋抗腐蚀管线用无缝钢管生产实践[J]. 钢管,2017,46(1):40-44.
Zhou Xiaofeng, Cheng Lin, Wu Yongchao, et al. Practice of production of PSL2 X65QO /X65QS seamless steel pipes for service of submarine anti-corrosion pipeline [J]. Steel Pipe, 2017, 46 (1): 40-44.

[7] 熊　刚,夏文斌,李端正,等. X65QO ϕ457 mm×25.4 mm 大口径深海海底无缝钢管的开发和应用[J]. 特殊钢,2021,42(5):41-45.
Xiong Gang, Xia Wenbin, Li Duanzheng, et al. Development and application of ϕ457 mm × 25.4 mm large size X65QO seamless steel tube for deep subsea [J]. Special Steel, 2021, 42 (5): 41-45.

[8] 李尚兵,张新文,薛伟江. 超低硫 X65QS 管线钢硫含量控制的生产实践[J]. 钢铁钒钛,2016,37(3):115-118.
Li Shangbing, Zhang Xinwen, Xue Weijiang. Practice of sulfur content control during the smelting of ultra-low sulfur X65QS pipeline steel [J]. Iron Steel Vanadium Titanium, 2016, 37 (3): 115-118.

[9] 王　斌,黄继庆,王　佳,等,国内海底抗酸管研究成果和进展[J],钢管,2020,49(5):8-14.
Wang Bin, Huang Jiqing, Wang Jia, et al. Research achievement and progress of domestic submarine acid-resistant linepipe [J]. Steel pipe, 2020, 49 (5): 8-14.

[10] 李战军,刘金刚,郝　宁,等. X65 抗酸管线钢冶炼生产实践[J],炼钢,2013,29(5):1-3.
Li Zhanjun, Liu Jingang, Hao Ning, et al. Practice of smelting process in X65 acid-resistance pipeline steel [J]. Steelmaking, 2013, 29 (5): 1-3.

[11] NCOC. Communication package on 28″ sour gas line incident [EB /OL]. (2013-12-06) [2026-01-08] https://www.ncoc.kz/en/news/news-132.

[12] 孙宪进,石艾来,许　峰. 厚规格抗 HIC X65MS 海底管线用钢的研发[J]. 特钢技术,2016,22(3):18-22.
Sun Xianjin, Shi Ailai, Xu Feng. Research and development on anti-HIC X65MS thick steel used for submerged pipeline [J]. Special Steel Technology, 2016, 22 (3): 18-22.

[13] 王　伦,宋仁伯,吴新朗,等. 首钢迁钢抗 HIC 管线钢 X65MS 的生产实践[J]. 中国冶金,2012,22(6):40-44.
Wang Lun, Song Renbo, Wu Xinlang, et al. Production practice of X65MS anti-HIC pipeline steel in Shougang Qiangang [J]. China Metallurgy, 2012, 22 (6): 40-44.

[14] 王　建,成海涛,陈　永,等. 高强抗氢致裂纹 X65 管线钢管生产实践[J]. 钢铁钒钛,2013,34(1):41-48.
Wang Jian, Cheng Haitao, Chen Yong, et al. Production practice of hydrogen-induced cracking resistant high-strength X65 pipeline steel [J]. Iron Steel Vanadium Titanium, 2013, 34 (1): 41-48.

[15] 章传国,郑　磊. 成分工艺对 X65 抗 HIC 管线钢组织性能的影响[J]. 宝钢技术,2015(2):23-26.
Zhang Chuanguo, Zheng Lei. Effect of composition and processes on microstructure and properties for X65 HIC-resistance pipeline steel [J]. Baosteel Technology, 2015 (2): 23-26.

[16] 刘少峰,王　皓,杨　峰,等. X65M 管线钢抗 HIC 性能分析与生产实践[J]. 包钢科技,2018,44(3):13-16.
Liu Shaofeng, Wang Hao, Yang Feng, et al. Analysis and production practice on hydrogen induced cracking resistance of X65M pipeline steel [J]. Science & Technology of Baotou Steel, 2018, 44 (3): 13-16.

[17] Haase T, Bosch C, FRommert M, et al. Impact of material properties on the performance of thick-wall X65 TMCP plate steel for sour service [C]//Conference 2022, March 6-10, 2022, San Antonio, TX, USA. Houston: AMPP, 2022: 1-15.

[18] Izumi D, Sakimoto T, Shimamura J, et al. Effect of surface hardness and sour environment on SSC propagation behavior in TMCP sour linepipe [C]//Thirty-First (2021) International Ocean and Polar Engineering Conference, June 20-25, 2021, Rhodes, Greece. Mountain View: ISOPE, 2021.

[19] Al-waranbi M, Babakr I K, Al-muaili S M. Investigating crack initiation and propagation from hard spots in TMCP steels exposed to wet sour environments [C]//MECC 2023. November 13-16, 2023, Gulf International Convention Center, Gulf Hotel, Kingdom of Bahrain. Houston: AMPP,

2023: 1-9.

[20] Marchebois H, Bosch C, Smith A. SSC limits of TMCP line pipes [C]//Corrosion 2021, April 19-30, 2021, Virtual Conference. Houston: AMPP, 2021: 1-16.

[21] Shimamura J, Izumi D, Hakoda M, et al. Effect of surface hardness distribution on SSC propagation behavior in grade X65 linepipe [C]//Conference 2023, March 19-23, 2023, Denver, Colorado, USA. Houston: AMPP, 2023: 1-12.

[22] Schruff C, Kalwa C, Hillenbrand H G. Application of TMCP material for large diameter pipelines under sour service conditions [C]//OTC Brasil, October 24-26, 2017, Rio de Janeiro, Brazil. Houston: OTC, 2017.

[23] Fairchild D P, Newbury B D, Anderson T D, et al. Local hard zones in sour service steels [C]//Volume 4: Materials Technology, June 9-14, 2019, Glasgow, Scotland, UK. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2019.

[24] Newbury B D, Fairchild D P, Prescott C A, et al. Qualification of TMCP pipe for severe sour service: Mitigation of local hard zones [C]//Volume 4: Materials Technology, June 9-14, 2019, Glasgow, Scotland, UK. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2019.

[25] Yue Xin, Huang Weiji, Wasson A J, et al. Sulfide stress cracking test of TMCP pipeline steels in NACE MR0175 region 3 conditions [C]//Corrosion 2020, March 15-19, 2020, Houston, Texas, USA. Houston: NACE International, 2020: 1-19.

[26] Terada Y, Ishikawa H, Chijiiwa R. Sour-resistant X65 UOE line pipe for low-temperature service [J]. International Journal of Offshore and Polar Engineering, 2010, 20(3): 218-223.

[27] Haase T, Schröder J, Bosch C, et al. SSC resistance testing of heavy wall large-diameter pipes using full-size four-point bend tests and DCB tests [C]//Corrosion 2018, April 15-19, 2018, Phoenix, Arizona, USA. Houston: NACE International, 2018: 1-12.

[28] Fujishiro T, Tomio Y, Muraki T, et al. Effect of plastic strain on hydrogen absorption of low alloy carbon steel for linepipe [C]//Conference 2023, March 19-23, 2023, Denver, Colorado, USA. Houston: AMPP, 2023: 1-9.

[29] Shimamura J, Morikawa T, Yamasaki S, et al. Sulfide stress cracking(SSC) of low alloy linepipe steels in low H_2S content sour environment [J]. ISIJ International, 2022, 62(10): 2095-2106.

[30] Thebault F, Ladeuille L, Lamps L, et al. Qualification of seamless X60QOS and X65QOS linepipe grades for extreme sour service conditions with partial pressure of H_2S beyond 1 bar [C]//Corrosion 2020, March 15-19, 2020, Houston, Texas, USA. Houston: NACE International, 2020: 1-13.

[31] Paggi A, Bagliani E P, Darcis P. Large OD seamless line pipes for low temperature and sour service applications [C]//The 29th International Ocean and Polar Engineering Conference, June 16-21, 2019, Honolulu, Hawaii, USA. Mountain View: ISOPE, 2019.

[32] Morana R, Alleva L, Mortali G, et al. Material behavior in extreme conditions: L450Q(X65Q) corrosion resistance, strength and toughness variation following exposure to environments with elevated H_2S partial pressure [C]//Corrosion 2012, March 11-14, 2012, Salt Lake City, UT, USA. Houston: NACE International, 2012: 1-10.

[33] Luc L T, Saad H, Tanios M, et al. Carbon steel X65QS pipeline qualification for extreme sour service a global approach: Line pipe, welding, eca methodology and diyab pipeline case study [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, November 15-18, 2021, Abu Dhabi, UAE. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2021.

[34] Izumi D, Samusawa I, Shimamura J, et al. Effect of stress and hardness on corrosion groove of sour linepipe steel in low H_2S content sour environment [C]//Proceedings of the Thirtieth International Ocean and Polar Engineering Conference, October 11-16, 2020, Virtual Conference. Mountain View: ISPOE, 2020.

[35] Haase T, Bosch C, Kalwa C. Systematic investigation of the role of stress-induced pits and grooves in SSC four-point bend testing of line pipe steel [C]//Corrosion 2021, April 19-30, 2021, Virtual Conference. Houston: AMPP, 2021: 1-11.

[36] Shimamura J, Samusawa I, Morikawa T, et al. Effect of H_2S existence, surface hardness and applied stress on corrosion groove formation and SSC initiation in low alloy steel [C]//The 32nd International Ocean and Polar Engineering Conference, June 5-10, 2022, Shanghai, China. Mountain View: ISOPE, 2022.

[37] Jones R, Yamada K. Heavy wall linepipe and welding solutions for HP/HT pipelines [C]//Offshore Technology Conference, May 6-9, 2019, Houston, Texas, USA. New York: OTC, 2019.

[38] Thebault F, Remy A, Faivre L, et al. Improved girth welding on seamless linepipe for high H_2S partial pressure condition [C]//Conference 2022, March 6-10, 2022. San Antonio, Texas, USA. Houston: AMPP, 2022: 1-11.

[39] Farè S, Ortolani M, Paravicini Bagliani E, et al. Mechanical properties and weldability of ultra-heavy wall seamless pipes for sour and aretic-alike environment [C]//International Ocean and Polar Engineering Conference, June 21-26, 2015, Kona, Hawaii, USA. Mountain View: ISOPE, 2015: 376-382.