

高温高压气井管柱腐蚀现状及未来研究展望

赵密锋¹, 付安庆^{2,3}, 秦宏德¹, 谢俊峰¹, 谢刚⁴, 龙岩^{2,3}, 李岩¹, 王华¹

(1. 中国石油塔里木油田分公司油气工程研究院, 新疆 库尔勒 841000; 2. 中国石油集团石油管工程技术研究院, 西安 710077; 3. 石油管材及装备材料服役行为与结构安全国家重点实验室, 西安 710077; 4. 中国石油长庆油田分公司基建工程部, 西安 710018)

摘要: 高温、高压、高腐蚀性介质引起的管柱腐蚀问题已成为国内外高温高压气井井筒完整性的巨大威胁和挑战。首先分析了我国塔里木盆地高温高压气井管柱服役工况环境、作业生产工艺、管柱受力情况以及腐蚀现状, 重点回顾了国内外高温高压气井增产改造阶段酸化液引起的腐蚀、氯离子/硫化氢/环空保护液引起的应力腐蚀开裂、管柱接头缝隙腐蚀 3 种主要的失效形式, 同时结合文献研究和现场失效案例分析总结了管柱腐蚀机理和规律。最后总结了高温高压气井管柱未来 5 大研究方向: 基于生命全周期选材评价、15Cr 和 17Cr 新管材、特殊管材酸化缓蚀剂、环空保护液应力腐蚀开裂敏感性、全尺寸管柱腐蚀实验方法。

关键词: 高温高压气井; 管柱腐蚀; 耐蚀合金; 13Cr; 应力腐蚀开裂

中图分类号: TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2018)06-0044-07

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2018.06.007

Overview and Future Research Prospect of Tubing String Corrosion of High Pressure and High Temperature Gas Well

ZHAO Mi-feng¹, FU An-qing^{2,3}, QIN Hong-de¹, XIE Jun-feng¹, XIE Gang⁴, LONG Yan^{2,3}, LI Yan¹, WANG Hua¹

(1. Oil and Gas Engineering Research Institute of Petro China Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China; 2. CNPC Tubular Goods Research Institute, Xi'an 710077, China; 3. SKL for Performance and Structure Safety of Petroleum Tubular Goods and Equipment Materials, Xi'an 710077, China; 4. Infrastructure Construction Department of Petro China Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China)

ABSTRACT: The corrosion of tubing strings arising from high temperature, high pressure and highly corrosive medium is a great threat and challenge to wellbore integrity of HPHT gas wells at home and abroad. Service environment, production process, loading condition, and corrosion status of HPHT gas wells in Tarim Basin were analyzed. Three major failure forms including acidizing process induced corrosion, chloride ion/H₂S/annulus protection fluid induced fluid stress corrosion cracking and crevice corrosion at tubing string ends were emphatically reviewed. Meanwhile, corrosion mechanism and rule were ana-

收稿日期: 2017-12-06; 修订日期: 2018-01-25

Received: 2017-12-06; Revised: 2018-01-25

基金项目: 国家自然科学基金应急管理项目 (51641409); 中石油基础研究和战略储备技术研究基金项目 (2017Z-03); 陕西省创新人才推进计划-青年科技新星项目 (2017KJXX-03)

Fund: Supported by the National Natural Science Foundation of China (51641409), CNPC Fundamental Research and Strategy Reserve Technology Project (2017Z-03) and Shaanxi Innovative Talents Promotion Plan-the Young Star of Science and Technology Project (2017KJXX-03)

作者简介: 赵密锋 (1979—), 女, 硕士, 工程师, 主要研究方向为油气田腐蚀与防护。

Biography: ZHAO Mi-feng (1979—), Female, Master, Engineer, Research focus: oil and gas field corrosion and protection.

通讯作者: 付安庆 (1981—), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为石油管材腐蚀与防护。

Corresponding author: FU An-qing (1981—), Male, Ph. D., Senior engineer, Research focus: OCTG corrosion and protection.

lyzed and concluded according to literature research and field failure cases. Finally, five key research areas are proposed for future study on HPHT gas well tubing string: full-life-cycle based material selection, 15Cr and 17Cr new pipes, acidizing inhibitor for special CRAs, stress corrosion cracking sensitivity in completion fluid, and full-scale tubing corrosion experimental method.

KEY WORDS: HPHT gas well; tubing string corrosion; corrosion resistant alloy; 13Cr; SCC

随着人类对能源需求的与日俱增以及钻完井工艺技术的进步,天然气开采正从常规工况向“高温高压”工况方向发展。我国高温高压深层气井普遍因其单井产量高逐渐成为油气田可采储量的重要增长点,这对于保障西气东输长期平稳供气具有重要意义。目前国内外对高温高压井没有统一的解释和规定,国际高温高压井协会和中国石油天然气集团公司将高温高压气井定义为:井口压力大于 70 MPa (或者是井底压力大于 105 MPa)、井底温度大于 150 °C 的井为高温高压气井;井口压力大于 105 MPa (或者是井底压力大于 140 MPa)、井底温度大于 170 °C 的井为超高温高压气井^[1]。全世界范围内,高温高压气井主要分布在美国墨西哥湾、英国北海、中国塔里木盆地和南海等地^[1-3]。目前我国具有代表性的超高温高压气井主要分布在新疆的塔里木盆地,复杂苛刻的高温高压工况引起的管柱腐蚀问题已成为气井井筒完整性的巨大威胁和挑战。

塔里木盆地的高温高压气井工况的复杂苛刻性

主要表现在^[4-5]: 1) 超高温超高压工况下,井底温度最高已达到 200 °C,井底关井压力最高达 138 MPa; 2) 高腐蚀性井流介质,天然气中 CO₂ 气体最大分压达 4 MPa,地层水中 Cl⁻ 含量高达 160 000 mg/L,总矿化度超过 200 000 mg/L; 3) 管柱复杂的受力状况,正常生产过程中的恒载荷、放喷和反复开关井引起的交变和振动载荷以及接头螺纹连接处的其它异常载荷; 4) 酸化压裂增产过程使用高腐蚀性液体,增产改造过程中所采用的酸化液 (10%HCl+1.5%HF+3%HAc+5%酸化缓蚀剂) 及返排残酸液 (无缓蚀剂) 对气井管柱都具有非常高的腐蚀性。

在国内外高温高压气井开发过程中,因腐蚀导致的失效主要表现为:腐蚀穿孔、应力腐蚀开裂、管柱接头缝隙腐蚀密封失效等,如图 1 所示^[6]。本文将重点综述国内外高温高压气井增产改造阶段酸化液引起的腐蚀、氯离子/硫化氢/环空保护液引起的应力腐蚀开裂、管柱接头缝隙腐蚀等问题,最后总结未来高温高压气井管柱腐蚀研究的发展方向。

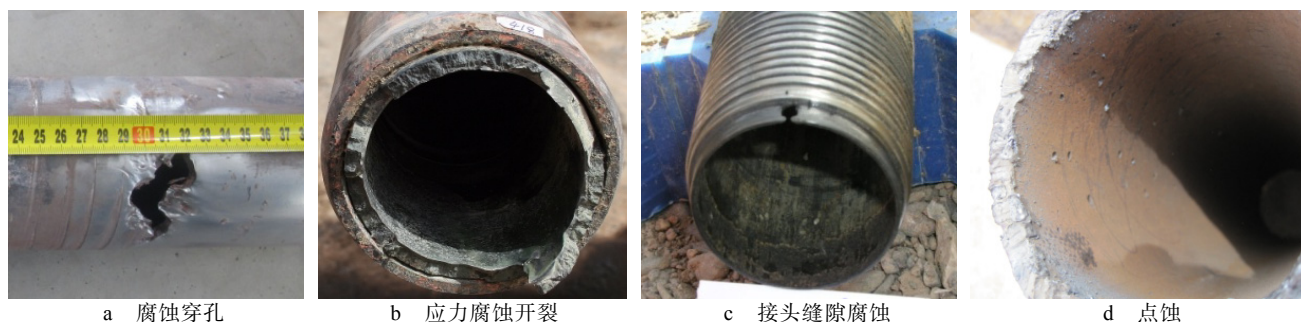


图 1 高温高压气井管柱常见腐蚀失效形式

Fig.1 Corrosion failure of HPHT gas well tubing string: a) corrosion perforation; b) SCC; c) crevice corrosion of coupling; d) pitting corrosion

1 高温高压气井酸化压裂阶段管柱腐蚀

目前大部分高温高压气井需要通过酸化压裂工艺进行增产改造,所使用的酸液通常分为无机酸体系和有机酸体系。无机酸体系主要以盐酸为主酸 (10%~15%),辅酸为少量 (<3%) 的氢氟酸和醋酸,同时添加一定量 (3%~5%) 的酸化缓蚀剂;有机酸主要为一些大分子的有机酸,目前该类型的酸液由于其酸化效果和价格的因素,使用相对较少^[5,7-9]。在酸化

压裂阶段,酸液对管柱腐蚀主要有两个过程:第一过程发生在鲜酸酸液通过管柱注入地层时,该过程一般持续 2~6 h,即鲜酸酸化阶段;第二过程发生在酸液和地层作用完后的残酸液经过管柱返排出地层阶段,该过程一般在 3~7 d,即残酸返排阶段。根据油田现场油管失效统计,油管柱在投产后 1 年以内,失效井的共同特征是都经过了酸化作业^[10]。因此,需要重点关注高温高压气井管柱在酸化压裂阶段的酸液腐蚀问题。

由于高温高压气井复杂苛刻的服役工况环境,13Cr、15Cr 马氏体不锈钢及 22Cr 和 25Cr 双相不锈钢等耐蚀合金油管在高温高压气井得到了广泛应用,

国内外学者针对耐蚀合金管材的耐酸化腐蚀开展了大量的研究工作。国外的有日本 JFE 公司钢铁研究室^[11]、H A Nasr-El-Din^[7]、S Huizinga^[8]、Lee N Mor-genthaler^[9]等研究了马氏体不锈钢和双相不锈钢在以盐酸为主酸的酸液体系中的腐蚀行为特征,国内的吕祥鸿^[12,13]、马元泰^[14,15]等采用高温高压和电化学方法研究了超级 13Cr 在以盐酸为主酸的酸液体系中的腐蚀规律以及电化学机理。

日本 JFE 钢铁公司钢铁研究实验室 Mitsuo Kimura 等人^[11]针对 13Cr、15Cr、17Cr、22Cr 和 25Cr 在鲜酸和残酸液中的腐蚀行为开展了较为系统的研究,研究表明在 15%HCl (无缓蚀剂) 体系中、80 ℃ 条件下的腐蚀速率大小依次为 25Cr>22Cr>17Cr>15Cr>13Cr, 即随着含 Cr 的增加,其耐盐酸腐蚀性能降低,这与该类耐蚀合金的抗 CO₂ 腐蚀和 SCC 能力

随 Cr 含量增加的规律是相反的。同时研究了这 5 种含 Cr 耐蚀合金在模拟残酸(无缓蚀剂)体系中、80 ℃ 条件下的腐蚀速率,其腐蚀速率大小依次为 25Cr>22Cr>13Cr>15Cr>17Cr, 这与鲜酸的腐蚀规律是不同的。其中 13Cr 和 15Cr 有少量点蚀坑,总体表现出金属光泽,而 22Cr 和 25Cr 表面出现均匀的选择性腐蚀,如图 2 所示,这是因为奥氏体和铁素体的双相不锈钢中的铁素体更容易被腐蚀,因此在宏观形貌上出现了选择性腐蚀形貌,腐蚀速率远高于马氏体不锈钢。在酸化过程中的残酸返排阶段管柱的腐蚀研究方面,国内外学者的研究普遍具有一致性的认识^[8,9,16],即残酸对油管的腐蚀性相对于鲜酸更为严重。这主要是因为含有缓蚀剂的鲜酸在挤入地层后,缓蚀剂被岩层矿物吸附,尽管返排的残酸浓度有所降低,但是因没有缓蚀剂的存在导致残酸的腐蚀性高于鲜酸。

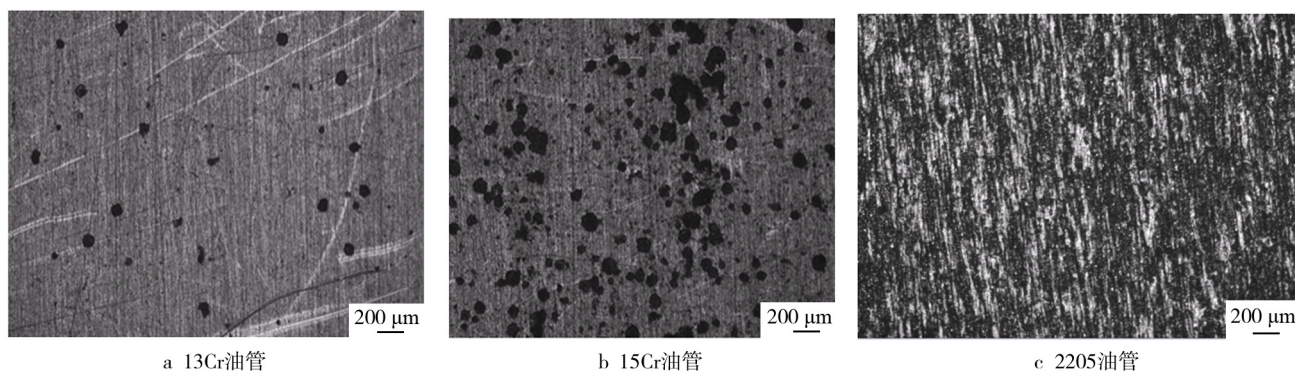


图 2 高温高压气井管柱酸液腐蚀的微观形貌

Fig.2 Micro-morphology of HPHT gas well tubing string being corroded in fresh acid: a) 13Cr tubing; b) 15Cr tubing; c) 2205 tubing

2 高温高压气井生产阶段管柱应力腐蚀开裂

井筒高温高压环境对油套管材的钢级要求越来越高,目前高温高压气井的油管柱级主要为 110ksi 和 125ksi 钢级,而套管的钢级最高已达到 140ksi 甚至 155ksi。钢的强度越高对应力腐蚀及氢致开裂的敏感性也就越高,在应力和电化学腐蚀的协同作用下,最普遍和最严重的失效便是应力腐蚀开裂 (Stress Corrosion Cracking, SCC)。从 20 世纪 30 年代开始,国外就已针对奥氏体不锈钢在热浓氯化物水溶液中的 SCC 问题及黄铜的 SCC 方面进行了大量的研究工作。到 20 世纪 50 年代,航空和航海工业的发展促进了高强钢和高强铝合金材料的应力腐蚀研究,而随着酸性油气田的开发,人们逐渐开始研究钢材在 H₂S 介质中的应力腐蚀^[17]。一般认为应力腐蚀机理有阳极溶解和氢致开裂 2 种。应力腐蚀中阴极反应是放氢,且氢富集后控制裂纹的形核和扩展,属于氢致开裂^[18];阴极反应是吸氧,或虽然是放氢,但进入试样的氢低于氢

致开裂的临界值,属阳极溶解型。

目前,对于石油管材在不同服役环境中的应力腐蚀的机理仍处于不断的研究中,尚无明确定论^[19]。从 20 世纪 90 年代至今,随着高钢级石油专用管在高温高压气井的推广及应用,马氏体不锈钢和双相不锈钢的应力腐蚀开裂研究工作呈逐年上升趋势。应力腐蚀开裂是高温高压气井油管失效事故中最严重的失效形式之一,耐蚀合金油管的应力腐蚀敏感性及其影响因素一直是研究的热点。目前已普遍认识到除了 H₂S (低 pH 环境) 导致的硫化物应力腐蚀开裂外,马氏体不锈钢对环空保护液较敏感,而当介质中混合 H₂S 和 CO₂ 气体时,应力腐蚀开裂敏感性更高。从环境特征来划分,高温高压气井的应力腐蚀开裂研究主要集中在如下四个方面:第一,油套管之间环空保护液引起的应力腐蚀开裂;第二, H₂S 引起的硫化物应力腐蚀开裂;第三,高浓度 Cl⁻引起的应力腐蚀开裂;第四,高含 H₂S 和 Cl⁻共同作用下的应力腐蚀开裂。国内外已先后出现了高温高压油气井管柱应力腐蚀开裂的失效事故。P Woolin 等^[20]报道了北海油气田超级 13Cr 马氏体不锈钢的氢致诱导开裂失效。J

McKennis 等^[21]报道了 2001~2005 年期间 5 起 HP13Cr110 的应力腐蚀开裂失效情况, 失效前服役时间介于 1 周到 2 年。2013 年, 我国西部某油田高温高压气井超级 13Cr 油管柱发生应力腐蚀开裂, 导致油管在接箍附近发生断裂, 失效前服役时间不足 1 个月, 如图 1b 所示^[6], 其微观形貌如图 3 所示。Tom Henke 等人^[22]研究了两种钢级马氏体不锈钢 (85ksi 和 110ksi) 在 10 种高浓度环空保护液 (含缓蚀剂) 中、177 °C 高温条件下的应力腐蚀开裂行为, 研究表明在无 H₂S 和 CO₂ 气体存在的情况下, 不发生应力腐蚀开裂, 110ksi 钢级的马氏体不锈钢在有酸性气体通入时发生应力腐蚀开裂, 然后在同样的条件下, 当加入溴离子后, 将抑制应力腐蚀开裂的发生。吕祥鸿等^[23]的研究结果表明, H₂S 的存在及 Cl⁻浓度的增加显著降低了不锈钢的点蚀电位, 增加了不锈钢的 SSC 敏感性。R Mack 等^[24]研究了高温高压气井 (188 °C/116 MPa) 冷加工 22Cr 油管在高密度 CaCl₂ 环空保护液中的应力腐蚀开裂行为, 研究表明, 22Cr 不锈钢油管开裂主要是由环空中 CaCl₂ 保护液中的 NaSCN 缓蚀剂分解产生的 H₂S 造成的。M Ueda 等^[25]研究发现, 在高浓度的 CaCl₂ 溶液中, 马氏体不锈钢容易发生应力腐蚀开裂, 与 MgCl₂ 相比, CaCl₂ 更易导致不锈钢发生应力腐蚀开裂, 且不锈钢在气相中发生 SCC 的倾向明显大于在液相中^[26]。J D Downs 等^[27]研究发现, CaCl₂ 浓度越大, 13Cr-2Mo 马氏体不锈钢发生 SCC 的可能性越大, 这与 E L Piccolo 等^[28]的研究结果是一致的。

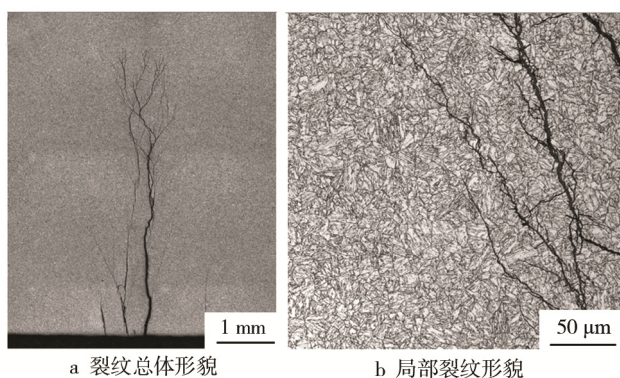


图 3 高温高压气井超级 13Cr 管柱完井液应力腐蚀开裂微观形貌

Fig.3 Micro-morphology of completion fluid induced 13Cr tubing SCC of HPHT gas well: a) overall morphology of crack; b) local morphology of crack

S Huzinga 等^[29]研究发现氧气对 SCC 的发生有促进作用, 当环境中进入氧气后, 22Cr 出现应力腐蚀开裂的 Cl⁻浓度门槛值将降低。但氧气不是 22Cr 发生 SCC 的必要条件, 环境中没有氧气时, 22Cr 同样会发生 SCC, 只是 Cl⁻浓度较高。刘克斌等^[30]研究了超级 13Cr 马氏体不锈钢在 1.0 MPa CO₂、100 和 150 °C

条件下, 在密度为 1.318 kg/L 的 CaCl₂ 完井液中的 SCC 行为, 同时研究了溶液中氧含量和少量醋酸对应力腐蚀开裂敏感性的影响。姚小飞等^[31]采用慢应变速率拉伸 (SSRT) 分析了温度对超级 13Cr 应力腐蚀开裂抗力的影响, 结果表明, 当温度低于 60 °C 时, SCC 程度较轻; 当温度高于 80 °C 时, SCC 程度严重; 随着温度的升高, 发生 SCC 的倾向性增大。此外, 由于井下流体介质中一般不存在氧气, 其对应力腐蚀开裂的作用一直被忽视, D E Mowat 等^[19]研究了一起北海油田高温高压井双相不锈钢油管沿外壁断裂事故, 认为氧气侵入与高浓度 Cl⁻共同造成了油管应力腐蚀开裂, 氧气对应力腐蚀开裂起到了促进作用。

3 高温高压气井生产阶段管柱缝隙腐蚀

高温高压气井管柱系统的管端螺纹连接处, 由于管体自重及生产过程产生的载荷, 导致接头部位出现缝隙。生产介质中的产出液进入缝隙导致腐蚀失效的发生, 因此缝隙结构大大增加了油气管柱的腐蚀失效风险^[32]。缝隙腐蚀与其它腐蚀形式的根本区别在于, 缝隙腐蚀除了需要具备一般腐蚀形式的材料因素和环境因素外, 还需要特殊的结构因素, 一般发生缝隙腐蚀的缝隙宽度在 0.025~0.1 mm。几乎所有的金属和合金都会发生缝隙腐蚀, 但各种金属对缝隙腐蚀的敏感性不同, 钝性金属 (不锈钢) 的敏感性高于非钝性金属 (碳钢), 且钝化能力越强的越敏感。对于不锈钢材质, 缝隙腐蚀的敏感性与点蚀电位、Cr 和 Mo 的含量直接相关, 由于缝隙腐蚀往往最终导致局部发生点蚀, 研究中采用点蚀当量 (PREN=%Cr+3.3×%Mo+16×%N)^[32-34]定量描述局部腐蚀发生的可能性。

在缝隙腐蚀机理方面, 除了典型的氧浓差电池原理和闭塞电池自催化原理, Fontana 和 Greene^[35]提出了一元化机理, 该机理对缝隙腐蚀的解释是较全面的, 充分考虑了很多因素, 如金属离子浓度、氧浓度、酸化作用等, 对缝隙腐蚀的影响, 重要的是, 该机理还可以用于解释不锈钢的活化型缝隙腐蚀和点蚀型缝隙腐蚀。在 20 世纪 90 年代初, 有研究者^[36]还提出了电阻降机理 (IR Drop Mechanism) 解释缝隙腐蚀, 该机理主要关注缝隙内外金属表面状态的差异性, 即缝隙内金属表面处于活化状态, 而缝隙外金属表面处于钝化状态, 实验室研究和数学模型计算都表明电阻降原理适用于解释缝隙腐蚀^[37-38]。

缝隙腐蚀的主要研究工作可归纳为四大方面。第一, 在缝隙材料方面, 采用金属/非金属和金属/金属形成缝隙, 从实验室研究来看, 大部分采用被研究的金属和非金属的缝隙工具 (PTFE 聚合物材料) 形成缝隙^[39-41]。第二, 在缝隙结构设计方面, 有长方形缝

隙^[42]、楔形缝隙^[43]、复式缝隙组合 (Multiple Crevice Assembly)^[44]、不规则缝隙^[45]。第三, 在环境介质方面, 主要为氧浓度、氯离子浓度、温度、pH 值、流体流速对缝隙腐蚀的影响^[42]。第四, 在计算机模拟建模方面, 根据传质学、电化学热力学和动力学建立缝隙内的 2D 和 3D 模型, 表征缝隙内电流电位分布、离子分布、电导率分布, 以及缝隙外介质和电流电位改变对缝隙内上述各分布的影响^[46,47]。目前关于高温高压气井管柱的缝隙腐蚀研究还鲜为少见, 尤其在众多的管柱腐蚀失效案例中, 忽略了缝隙腐蚀这一关键影响因素。Pekka Pohjanne 等^[45]研究发现 25Cr 油管缝隙腐蚀可诱发应力腐蚀开裂, 实验结果表明有三分之一的应力腐蚀开裂裂纹与缝隙有关。

4 高温高压气井管柱腐蚀研究方向展望

综上所述, 高温、高压、高腐蚀性介质、复杂载荷和作业工艺等因素引起的管柱腐蚀问题严重威胁高温高压气井井筒的完整性, 而且新的腐蚀失效问题也随着高温高压气井开发生产过程不断出现。目前, 虽然国内外已在管柱选材、腐蚀适用性评价、酸化缓蚀剂开发、环空保护液选择、管柱防腐优化设计等方面开展了大量的工作, 但是为了更好地解决高温高压气井管柱的腐蚀问题, 还需要在如下几个方向开展进一步的研究和探索:

1) 开展基于高温高压气井全生命周期的油管腐蚀评价及选材。为了提高天然气产量, 气井一般需要进行酸化增产改造, 而大部分气井增产改造和生产过程均采用同一套管柱。因此, 油管腐蚀评价及选材不仅需要按照传统思路考虑生产过程中地层水环境, 还需要系统考虑增产和生产过程中的每个服役环境, 即形成基于高温高压气井全生命周期的油管腐蚀评价及选材方法。全生命周期服役环境包括: 鲜酸酸化-残酸返排-生产初期凝析水-生产中后期地层水, 并结合每个作业和生产环境的温度、压力、腐蚀性气体分压、周期等确定实验参数。

2) 深入对比研究 15Cr/17Cr 和超级 13Cr 马氏体不锈钢管材的差异性。超级 13Cr 马氏体不锈钢是目前国内外高温高压气井应用最广泛的管柱材料之一。近年来逐渐出现了 15Cr, 甚至 17Cr, 但对其实验室耐蚀性认识不够深入和系统, 特别是现场试验段或者试验井的长期服役数据还很缺乏。

3) 开发适用于钛合金和双相不锈钢的酸化缓蚀剂。针对高温高压气井用超级 13Cr 马氏体不锈钢已开发了配套的酸化缓蚀剂系列产品, 有效解决了井筒酸化过程中的严重腐蚀问题。随着钛合金和双相不锈钢等耐蚀合金体系技术的不断成熟和发展, 其在生产

过程中表现出更加优异的耐蚀性, 但是却存在不耐酸液腐蚀的严重问题。因此, 急需开发适用于钛合金和双相不锈钢的酸化缓蚀剂。

4) 系统地认识超级 13Cr 油管对不同环空保护液应力腐蚀的开裂敏感性。随着近年来超级 13Cr 油管在高温高压气井中大范围地使用, 磷酸盐类环空保护液引起的应力腐蚀开裂问题逐渐显现。目前对于磷酸盐类环空保护液引起应力腐蚀开裂的机理、造成应力腐蚀开裂的主控因素以及超级 13Cr 油管在其它环空保护液中的敏感性需要进一步系统地研究。

5) 开展全尺寸实物油管柱 (含接头) 的腐蚀/应力腐蚀开裂实验研究。众所周知, 采用小试样在高温高压釜系统中进行挂片实验是研究高温高压环境中油套管腐蚀行为最常见的方法, 但是小试样实验方法往往不能真实反映现场油管柱的腐蚀行为, 主要是因为所用的小试样在尺寸、结构、载荷、表面状态等方面和全尺寸管柱存在较大差异。因此, 需要开展全尺寸实物油管柱 (含接头) 在服役环境中的腐蚀及应力腐蚀开裂行为, 特别是管柱螺纹接头在载荷和腐蚀环境中的密封性能。

参考文献:

- [1] 冉金成, 骆进, 舒玉春, 等. 四川盆地 L17 超高压气井的试油测试工艺技术[J]. 天然气工业, 2008, 28(10): 58-60.
RAN Jin-cheng, LUO Jin, SHU Yu-chun, et al. Oil Testing Technology of L17 Ultra High Pressure Gas Well in Sichuan Basin[J]. Natural Gas and Oil, 2008, 28(10): 58-60.
- [2] SHADRAVAN A, AMANI M. What Every Engineer or Geoscientist Should Know about High Pressure High Temperature Wells[C]//2012 SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, SPE 163376. Kuwait City: SPE, 2012.
- [3] UEDA M, OMURA T, NAKAMURA S, et al. Development of 125ksi Grade HSLA Steel OCTG for Mildly Sour Environments[C]//Corrosion'2005. Houston: NACE International, 2005.
- [4] ZHANG F X, YANG X T, PENG J X, et al. Well Integrity Technical Practice of Ultra Deep Ultra High Pressure Well in Tarim Oilfield[C]//6th International Petroleum Technology Conference. Beijing: International Petroleum Technology Conference, 2013.
- [5] YUAN X F. Ultra High Pressure Well Fracturing in KS Area[C]//World Oil's 8th Annual HPHT Drilling and Completions Conference. Houston: World Oil, 2013.
- [6] 吕栓录. 塔里木油田油套管失效分析及预防[C]//2013 年塔里木油田井筒完整性会议. 北京: 石油工业出版社, 2013.
LV Shuan-lu. Tubing and Casing Failure Analysis and Mitigation of Tarim Oilfield [C]//2013 Wellbore Integrity Conference of Tarim Oilfield. Beijing: Petroleum

- Industry Press, 2013.
- [7] NASR-EI-DIN H A, DRIWEESH S M, MUNTASHERI G A. Field Application of HCl-formic Acid System to Acid Fracture Deep Gas Wells Completed with Super Cr-13 Tubing in Saudi Arabia[C]//SPE International Improved Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur: Society of Petroleum Engineers, 2003: 170-184.
 - [8] HUIZINGA H S, LIEK W E. Corrosion Behavior of 13% Chromium Steel in Acid Stimulation[J]. Corrosion, 2012, 50(7): 555-566.
 - [9] MRGENTHALER L N, RHODES P R, WHEATON L L. Testing the Corrosivity of Spent HCl/HF Acid to 22Cr and 13Cr Stainless Steels[J]. Journal of Petroleum Technology, 1997, 49(5): 1-3.
 - [10] 杨向同. 库车井筒完整性研究进展及下步工作思路[C]//2013 年塔里木油田井筒完整性会议. 北京: 石油工业出版社, 2013.
YANG Xiang-tong. Wellbore Integrity of Kuche Area Research Progress and Future Work[C]//2013 Wellbore Integrity Conference of Tarim Oilfield. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
 - [11] KIMURA M, SAKATA K, SHIMAMOTO K. Corrosion Resistance of Martensitic Stainless Steel OCTG in Severe Corrosion Environments[C]//Corrosion'2007. Houston: NACE International, 2007.
 - [12] 吕祥鸿, 谢俊峰, 毛学强, 等. 超级 13Cr 马氏体不锈钢在鲜酸中的腐蚀行为[J]. 材料科学与工程学报, 2014, 32(3): 318-323.
LV Xiang-hong, XIE Jun-feng, MAO Xue-qiang, et al. Corrosion Behavior of Super 13Cr Martensitic Stainless Steel in Live Acid[J]. Journal of Materials Science & Engineering, 2014, 32(3): 318-323.
 - [13] 刘亚娟, 吕祥鸿, 赵国仙, 等. 超级 13Cr 马氏体不锈钢在入井流体与产出流体环境中的腐蚀行为研究[J]. 材料工程, 2012(10): 17-21.
LIU Ya-juan, LV Xiang-hong, ZHAO Guo-xian, et al. Corrosion Behaviors of Super 13Cr Martensitic Stainless Steel under Drilling and Completion Fluids Environment[J]. Material Engineering, 2012(10): 17-21.
 - [14] 马元泰, 雷冰, 李瑛, 等. 模拟酸化压裂环境下超级 13Cr 油管的点蚀速率[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2013, 25(4): 347-349.
MA Yuan-tai, LEI Bing, LI Ying, et al. Pitting Behavior of Super 13Cr Tubing in Simulated Acidizing Fracture Environment[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2013, 25(4): 347-349.
 - [15] 雷冰, 马元泰, 李瑛, 等. 模拟高温高压气井环境中 HP2-13Cr 的点蚀行为研究[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2013, 25(2): 100-104.
LEI Bing, MA Yuan-tai, LI Ying, et al. Pitting Behavior of HP2-13Cr in Simulated High Pressure and High Temperature Gas Well Environment[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2013, 25(2): 100-104.
 - [16] 石志英, 田震宇, 陈丽. 酸化残酸腐蚀性研究及防治[J]. 断块油气田, 1999(3): 52-53.
SHI Zhi-ying, TIAN Zheng-yu, CHEN Li. Spent Acid Corrosion and Mitigation in Acidizing Process[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 1999(3): 52-53.
 - [17] 肖纪美. 应力作用下的金属腐蚀[M]. 北京: 化学工业出版社, 1990: 58-77.
XIAO Ji-mei. Metal Corrosion under Stress[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 1990: 58-77.
 - [18] DIVI S C, GRAUMAN J S. Environmentally Assisted Cracking Study of a Newly Developed Titanium Alloy [C]//Corrosion'2011. Houston: NACE International, 2011.
 - [19] 冯耀荣, 李鹤林. 石油管材的氢致裂纹与滞后断裂[J]. 石油机械, 1997(12): 46-49.
FENG Yao-rong, LI He-lin. Hydrogen-induced Cracking and Stress Corrosion[J]. China Petroleum Machinery, 1997(12): 46-49.
 - [20] WOOLIN P. Understanding and Avoiding Intergranular Stress Corrosion Cracking of Welded Supermartensitic Stainless Steel[J]. System Administration, 2007, 7(4): 18-25.
 - [21] MCKENNIS J S, SOOKBAE N, TERMINE E J, et al. Misconceptions Regarding the Chemical Role of Completion/Packer Fluids in Annular Environmentally Assisted Cracking of Martensitic Stainless Steel Tubing[J]. SPE Journal, 2010, 15(4): 1104-1109.
 - [22] HENKE T, CARPENTER J. Cracking Tendencies of Two Martensitic Stainless Alloys in Common Heavy Completion Brine Systems at Down Hole Conditions: A Laboratory Investigation[J]. Journal of Antibiotics, 2004, 51(9): 845-851.
 - [23] 吕祥鸿, 赵国仙, 王宇, 等. 超级 13Cr 马氏体不锈钢抗 SSC 性能研究[J]. 材料工程, 2011(2): 17-21.
LV Xiang-hong, ZHAO Guo-xian, WANG Yu, et al. SSC Resistance of Super 13Cr Martensitic Stainless Steel[J]. Material Engineering, 2011(2): 17-21.
 - [24] MACK R, WILLIAMS C, LESTER S. Stress Corrosion Cracking of a Cold Worked 22Cr Duplex Stainless Steel Production Tubing—Results of the Failure Analysis at Deep Alex and Associated Laboratory Experiments in High Density Clear Brine CaCl₂ Packer Fluid [C]//Corrosion'2002. Houston: NACE International, 2002.
 - [25] UEDA M, NAKAMURA K, HUDSON N. Corrosion Behavior of Super 13Cr Martensitic Stainless Steels in Completion Fluids[J]. Brazilian Journal of Pharmaceutical Science, 2003, 49(2): 367-371.
 - [26] AMAYA H, SAGARA M, TAKABE H. Stress Corrosion Cracking Sensitivity of Super Martensitic Stainless Steels in High Chloride Concentration Environment[J]. Corrosion, 2004(8): 1-11.
 - [27] DOWNS J, HARRIS M, BENTON W, et al. New Insights into the Potential for Environmental Cracking of Corrosion Resistant Alloys in High-density Formate and Bromide Well Completion Brines at High Temperature[C]//Corrosion'2007. Houston: NACE International, 2007.
 - [28] PICCOLO E L, SCOPPIO L, NICE P I. Corrosion and Environmental Cracking Evaluation of High Density Brines for Use in HPHT Fields[C]// SPE High Pressure/High Temperature Sour Well Design Applied

- Technology Workshop. USA: SPE High Pressure/High Temperature Sour Well Design Applied Technology Workshop, 2005.
- [29] HUZINGA S, DE JONG J G, LIEK W E, et al. Off-shore 22Cr Duplex Stainless Steel Cracking—Failure and Prevention[C]//Corrosion'2005. Houston: NACE International, 2005.
- [30] 刘克斌, 周伟民, 植田昌克, 等. 超级 13Cr 钢在含 CO₂ 的 CaCl₂ 完井液中应力腐蚀开裂行为[J]. 石油与天然气化工, 2007, 36(3): 222-226.
LIU Ke-bin, ZHOU Wei-min, UEDA M, et al. Stress Corrosion Cracking Behavior of Super 13Cr Stainless Steel in CO₂-containing CaCl₂ Completion Fluid[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2007, 36(3): 222-226.
- [31] 姚小飞, 谢发勤, 吴向清, 等. 温度对超级 13Cr 油管钢慢拉伸应力腐蚀开裂的影响[J]. 石油矿场机械, 2012, 41(9): 50-53.
YAO Xiao-fei, XIE Fa-qin, WU Xiang-qing, et al. Effects of Temperature on the Slow Strain Rate Tension Stress Corrosion Cracking of Super 13Cr Tubing Steel[J]. Oil Field Equipment, 2012, 41(9): 50-53.
- [32] SCHIROKY G, DAM A, OKEREMI A, et al. Preventing Pitting and Crevice Corrosion of Offshore Stainless Steel Tubing[J]. World Oil, 2009(4): 73-90.
- [33] 陈东旭, 吴欣强, 韩恩厚. 缝隙腐蚀研究进展及核电材料的缝隙腐蚀问题[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2014, 34(4): 295-300.
CHEN Dong-xu, WU Xin-qiang, HAN En-hou. Research Progress of Crevice Corrosion and Crevice Corrosion Issues of Nuclear-grade Materials[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2014, 34(4): 295-300.
- [34] BRIGHAM R J, TOZER E W. Localized Corrosion Resistance of Mn-substituted Austenitic Stainless Steels Effect of Molybdenum and Chromium[J]. Corrosion, 1976, 32: 274-276.
- [35] AL-ZAHRANI A M, PICKERING H W. IR Voltage Switch in Delayed Crevice Corrosion and Active Peak Formation Detected Using a Repassivation-type Scan [J]. Electrochimica Acta, 2005, 50(16-17): 3420-3435.
- [36] KENNEL G F, EVITTS R W, HEPPNER K L. A Critical Crevice Solution and IR Drop Crevice Corrosion Model[J]. Corrosion Science, 2008, 50(6): 1716-1725.
- [37] SHAW B A, MORAN P J, GARTLAND P O. The Role of Ohmic Potential Drop in the Initiation of Crevice Corrosion on Alloy 625 in Seawater[J]. Corrosion Science, 1991, 32(7): 707-719.
- [38] LILLARD R S, SCULLY J R. Modeling of the Factors Contributing to the Initiation and Propagation of the Crevice Corrosion of Alloy 625[J]. Journal of Electrochemical Society, 1994, 141(11): 3006-3015.
- [39] NA E Y. An Electrochemical Evaluation on the Crevice Corrosion of 430 Stainless Steel by Micro Capillary Tubing Method[J]. Journal of Materials Science, 2006, 41(11): 3465-3471.
- [40] HU Q, QIU Y B, GUO X P, et al. Crevice Corrosion of Q235 Carbon Steels in a Solution of Na₂HCO₃ and NaCl[J]. Corrosion Science, 2010, 52(4): 1205-1212.
- [41] YAN M C, WANG J Q, HAN E H, et al. Local Environment under Disbonded Coating on Steel Pipelines in Soil Solution[J]. Corrosion Science, 2008, 50(5): 1331-1339.
- [42] PERDOMO J J, SONG I. Chemical and Electrochemical Conditions on Steel under Disbonded Coatings: the Effect of Applied Potential, Solution Resistivity, Crevice Thickness and Holiday Size[J]. Corrosion Science, 2000, 42(8): 1389-1415.
- [43] 宋义全, 杜翠薇, 李晓刚, 等. 大块涂层缺陷对碳钢腐蚀特性及阴极保护效果的影响[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2005, 25(2): 74-78.
SONG Yi-quan, DU Cui-wei, LI Xiao-gang, et al. The Influence of Coating Defect on Corrosive Characteristic of Carbon Steels and Effectiveness of Cathodic Protection[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2005, 25(2): 74-78.
- [44] ASTM G78-01, Standard Guide for Crevice Corrosion Testing of Iron-base and Nickel-base Stainless Alloys in Seawater and Other Chloride-containing Aqueous Environments[S].
- [45] POHJANNE P, LEINONEN H, SCOPPIO L. Crevice Corrosion Induced SSC of 25Cr Tungsten Alloyed Super Duplex Stainless Steel Tubing Exposed to H₂S/CO₂ Sour Environment[C]//Corrosion'2011. Houston: NACE International, 2011.
- [46] SONG F M, SRIDHAR N. Modeling Pipeline Crevice Corrosion under a Disbonded Coating with or without Cathodic Protection under Transient and Steady State Conditions[J]. Corrosion Science, 2008, 50(1): 70-83.
- [47] ONG F M. Predicting the Chemistry, Corrosion Potential and Corrosion Rate in a Crevice Formed between Substrate Steel and a Disbonded Permeable Coating with a Mouth[J]. Corrosion Science, 2012, 55(2): 107-115.