

碳捕集利用与封存中的金属腐蚀问题研究： 进展与挑战

向勇^{1*}, 原玉¹, 周佩^{2,3}, 刘广胜^{2,3}, 吕伟^{2,3}, 李明星^{2,3}, 张春霞⁴, 周庆军⁴,
赵雪会^{5,6}, 闫伟⁷

(1. 中国石油大学(北京)机械与储运工程学院, 北京 102249; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 西安 710018;
3. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司油气工艺研究院, 西安 710018; 4. 宝山钢铁股份有限公司中央研究院,
上海 201999; 5. 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; 6. 中国石油集团工程材料研究院
有限公司, 西安 710077; 7. 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249)

摘要: 深入研究碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术中的金属腐蚀问题产生的机理和影响, 对有效应对和解决捕集、运输、利用与封存系统中存在的材料腐蚀失效问题至关重要, 为此, 本文对 CCUS 技术存在的金属腐蚀问题研究进展及挑战进行了综述。本文基于 CCUS 技术各系统腐蚀环境新颖、腐蚀行为特殊、认知程度有限、防护手段相对匮乏等情况, 结合 CCUS 各系统中的腐蚀环境特点, 分析了可能存在的金属腐蚀类型及其主要影响因素, 并对其带来的挑战进行了梳理, 得出了以下主要结论: 对于有机胺捕集系统, 吸收剂降解机理及降解产物对腐蚀过程的影响较为复杂, 部分降解产物对金属腐蚀有抑制作用; 密相 CO₂ 输送管道的内腐蚀问题不容忽视, 控制水分含量是控制该腐蚀问题的关键; CO₂ 驱油利用与封存系统井筒管材在超高 CO₂ 分压、碳源杂质、高矿化度地层水、微生物和应力等多因素的长周期耦合作用下, 出现腐蚀失效导致 CO₂ 泄露的风险很高。最后, 本文对未来需迫切开展的研究方向进行了展望, 包括不同碳源杂质对各子系统的腐蚀影响研究、长期封存条件下井筒区域材料降解规律研究以及 CCUS 系统腐蚀防护技术研究等。

关键词: 碳捕集、利用与封存; 碳源杂质; 腐蚀环境特点; 腐蚀影响因素; 超临界 CO₂

中图分类号: TG174 **文献标识码:** A

Metal Corrosion in Carbon Capture, Utilization, and Storage: Progress and Challenges

Xiang Yong^{1*}, Yuan Yu¹, Zhou Pei^{2,3}, Liu Guangsheng^{2,3}, Lyu Wei^{2,3}, Li Mingxing^{2,3},
Zhang Chunxia⁴, Zhou Qingjun⁴, Zhao Xuehui^{5,6}, Yan Wei⁷

(1. College of Mechanical and Transportation Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an 710018, China; 3. Oil and Gas Technology Research Institute, Changqing Oilfield Company, Petro China Company Limited, Xi'an 710018, China; 4. Central Research Institute, Baoshan Iron & Steel Co., Ltd., Shanghai 201999, China; 5. State Key Laboratory for Performance and Structural Safety of Petroleum Tubular Goods and Equipment Materials, Xi'an 710077, China; 6. CNPC Engineering Materials Research Institute Co. Ltd., Xi'an 710077, China; 7. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, Beijing 102249, China)

收稿日期: 2023-03-03; **修回日期:** 2023-04-24

通讯作者: *向勇, 中国石油大学(北京)机械与储运工程学院副教授, 研究方向为碳捕集、利用与封存, 腐蚀与防护; E-mail: xiangy@cup.edu.cn

资助项目: 国家自然科学基金面上项目(52271082); 北京市自然科学基金面上项目(2222074); 内蒙古重点研发计划项目(2021ZD0038)

本刊网址: www.engineering.org.cn/ch/journal/sscae

Abstract: This study reviews the metal corrosion problem regarding the carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technology and aims to deepen the understanding and research on this problem and thus deal with the severe material corrosion failures in the capture, transportation, utilization, and storage systems. Based on the novel corrosion environments, the uniqueness of corrosion behaviors, limited cognition, and relative lack of protective measures in CCUS technology systems, this study analyzes the possible types of metal corrosion and its major influencing factors, explores the challenges it brings, and draws the following conclusions. For the CO₂ organic amine capture system, the degradation mechanism of absorbents and the impact of degradation products on the corrosion process are complex, and some degradation products have an inhibitory effect on metal corrosion. The internal corrosion issue of dense-phase CO₂ transmission pipelines cannot be ignored, and controlling the moisture content is the key to controlling this corrosion problem. The risk of corrosion failures leading to CO₂ leakage is high in the wellbore tubing of CO₂ enhanced oil recovery utilization and storage systems under the long-term coupled effects of ultra-high CO₂ partial pressure, carbon source impurities, high mineralized formation water, microorganisms, and stress. Finally, the research that needs to be conducted urgently in the future is prospected, including the corrosion impact of different carbon source impurities on each subsystem, the material degradation law in the wellbore area under long-term storage conditions, and corrosion protection technologies of CCUS systems.

Keywords: carbon capture, utilization, and storage; carbon source impurities; corrosion environment characteristics; influencing factors of corrosion; supercritical CO₂

一、前言

温室气体排放带来的全球气候变化问题受到国际社会广泛关注，减少温室气体排放、共同应对气候变化问题已刻不容缓。我国提出碳达峰、碳中和目标，以实际行动为全球温室气体减排贡献中国力量。碳捕集、利用与封存（CCUS）技术是一种被普遍认为能有效减少化石能源利用过程中CO₂排放的技术，该技术从碳排放源处捕集CO₂，之后通过管道输送、船舶运输等方式将CO₂输送到封存地点进行利用（主要是CO₂气驱强化采油（CO₂-EOR）以及封存的技术^[1]，如图1所示。预计2050年，我国85%以上的化石能源发电装置将使用CCUS技术

以实现化石能源的低碳化利用^[2]。当前，CCUS技术尚未大规模推广，除技术成本偏高外，主要是受安全性问题制约，其中金属腐蚀是贯穿和影响CCUS系统在碳捕集、输送、利用与封存各子系统安全的重要问题。

CCUS技术的捕集系统从煤化工、炼厂、天然气净化厂、燃煤电厂、钢铁厂和水泥厂等碳排放源得到的高浓度CO₂^[3]中存在一定含量的杂质，这些碳源杂质对整个CCUS系统材料产生腐蚀行为，同时，这些杂质与以CO₂为主的介质共同构成了相应的腐蚀环境，并根据CO₂的不同相态产生了以超临界CO₂环境腐蚀为主的多相态腐蚀问题。针对此类问题，虽然在电力系统中超临界水的相关研

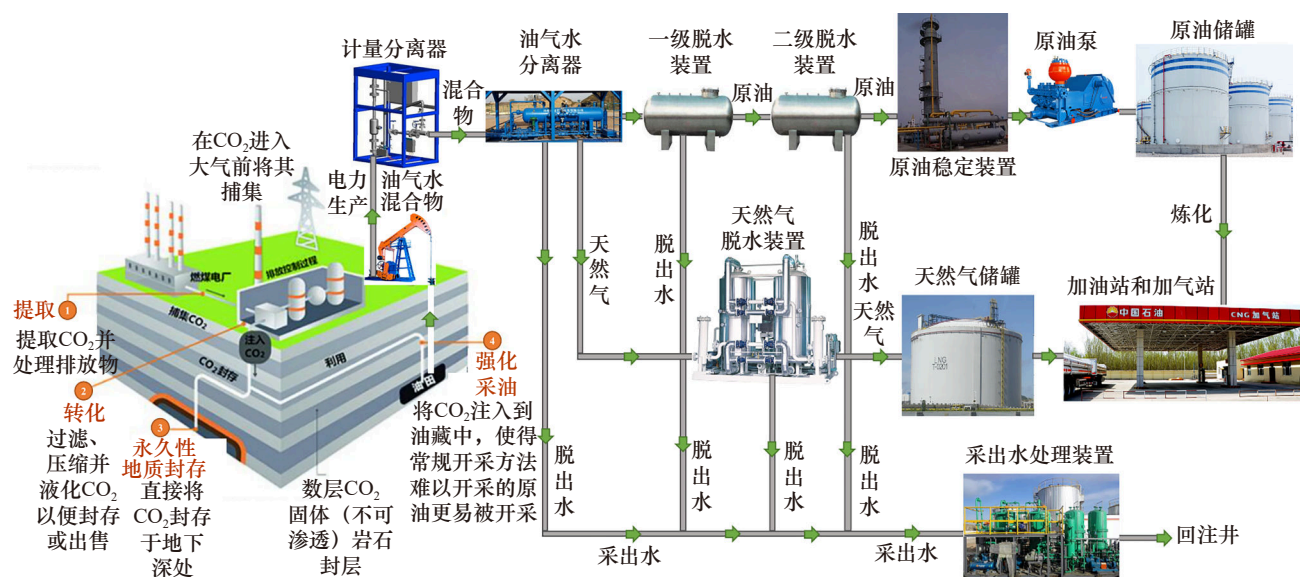


图1 CCUS-EOR系统示意图

究中已经较为深入,但对于含碳源杂质的超临界 CO_2 相环境的金属腐蚀问题,工业界对其特征和带来的挑战认识相对不足。由于CCUS系统设备与材料种类繁多, CO_2 介质腐蚀性较强,并且存在多种相态的腐蚀环境,不同的碳源还会产生不同的碳源杂质,使金属在其中的阴阳极反应机理异常复杂以及产物膜成分复杂多变。随着CCUS子系统环境和操作条件的变化,各子系统中的腐蚀问题存在各自的特征。不同子系统中介质的相态有所差异,导致腐蚀类型可以划分为气相、液相、超临界以及多相腐蚀,而杂质成分的存在也会对相态产生一定影响。这些杂质在含水的条件下,对 CO_2 的捕集装置、净化设备、压缩机和管道产生内腐蚀作用,或者进入注采井和地层,在地层水、微生物和应力等的耦合作用下,对管柱、水泥环和岩石产生严重的腐蚀作用。

为进一步梳理和分析CCUS系统中金属管材的腐蚀风险,本文对CCUS的捕集系统、输送系统、利用与封存系统各子系统的腐蚀环境特征进行逐一分析,明确已有的腐蚀规律与机制,总结存在的问题与挑战,提高对部分腐蚀影响因素的认知以减少安全方面的不确定性,以期推动碳源纯度标准及合理防腐措施的出台,为最优防腐策略的制定以及防护新技术的研发提供研究基础,提升CCUS技术的安全性,推动CCUS技术的快速推广,推动我国“双碳”目标的稳步实现。

二、捕集系统的金属腐蚀问题研究进展与挑战

CO_2 捕集技术一般可分为燃烧后捕集、燃烧前捕集和富氧燃烧技术^[4]。当前广泛使用的 CO_2 捕集技术是燃烧后捕集的有机胺捕集技术,技术工艺如图2所示。该技术工艺成熟、对现有系统的改造较少,最早应用于天然气净化领域,现已在大部分运营或正在建设的CCUS项目中使用,应用前景较好。

在图2所示的有机胺捕集 CO_2 典型工艺中,存在湿酸气腐蚀和有机胺溶液腐蚀环境。受湿酸气腐蚀最严重的部位通常位于吸收塔和解吸塔的顶部,而有机胺溶液腐蚀最严重的部位一般发生在贫 CO_2 有机胺液的高温部位、再沸器和吸收塔的底部等^[5]。在设备材料方面,用于有机胺捕集系统的材料主要为A36、A106等碳钢以及302、304、316、410等不锈钢。在进行腐蚀防护时,碳钢多使用玻璃钢衬里防护,而不锈钢则一般直接使用裸钢。此外,添加缓蚀剂也是捕集系统中常用的防护手段,如使用阳极型、阴极型和混合型缓蚀剂^[6]。但需要着重考虑的是缓蚀剂与有机胺的配伍性、缓蚀剂对有机胺降解过程以及对 CO_2 捕集过程的影响。

尽管有机胺捕集技术已经相对成熟,但仍存在能耗与运行成本高、吸收剂损失大、腐蚀严重等问题,在应用过程中仍面临出现热、氧化及化学降解

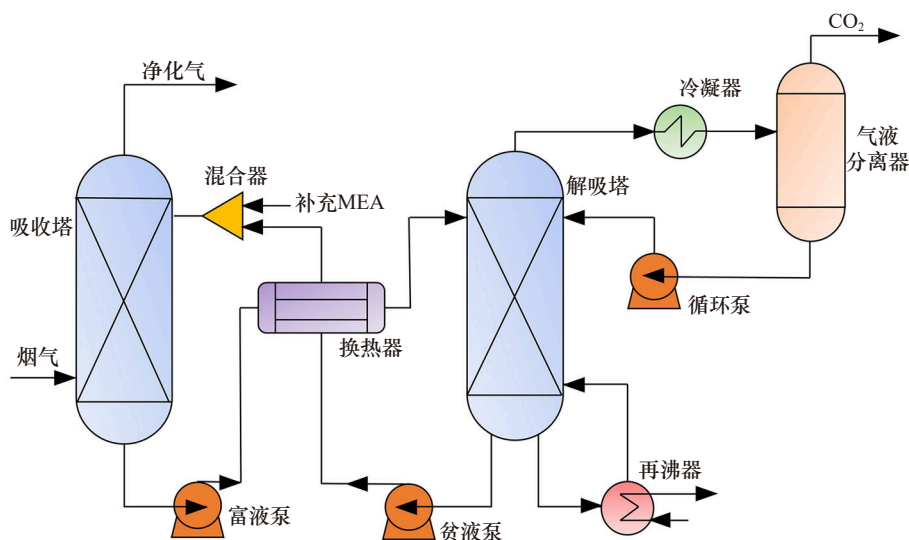


图2 有机胺捕集 CO_2 工艺流程示意图
注:MEA表示一乙醇胺。

等挑战。在工业应用时，通常采用混合吸收剂来提高吸收效率或者增加 CO_2 载量，同时还会加入少量的除氧剂、防降解剂和缓蚀剂等添加剂，而这些因素导致有机胺溶液体系的成分变得异常复杂，尤其是在运行一段时间和降解反应充分发生以后；再加上所捕集碳源烟气成分的复杂性，会使有机胺溶液体系中富含烟气中的腐蚀性成分，且溶液成分会随着时间的变化而发生变化，进而促使溶液的腐蚀性可能也会随着时间的变化而变化。此外，吸收剂及其降解产物一旦挥发进入 CO_2 流中，对系统也可能会造成一定的影响^[7]。

烟气中的 SO_2 会加速有机胺降解并形成热稳定性盐^[8]，对腐蚀速率有微小促进作用^[9]。在传统的天然气净化厂捕集过程中，一般是不含有氧介质的，但在燃煤电厂烟气捕集过程中必然会存在氧，而这会对捕集系统的有机胺降解、设备腐蚀产生重要影响。通过对A36钢在通入 CO_2 的30 wt% MEA溶液中受不同控制因素（ O_2 、热稳定盐、流量和温度）影响下的腐蚀行为进行研究，发现碳钢的腐蚀速率随着时间的延长而降低，然后稳定在相对很低的值； O_2 和热稳定性盐（HSS）均会促进腐蚀^[10]。有机胺降解后的产物对腐蚀过程的影响有：主要的降解产物对金属腐蚀过程有促进作用^[11]；对MEA与 NO_3^- 协同作用下A106钢的腐蚀行为进行研究，发现在降解120 h的脏溶液中的腐蚀速率比在新鲜溶液中的低得多^[12]，而在降解产物中存在羟乙基咪唑，腐蚀速率的急剧降低可能与该降解产物充当了缓蚀剂有关。

在有机胺捕集装置现场容易出现的腐蚀问题中，不锈钢材料的点蚀问题较为普遍。从实验室的短周期实验来看，不锈钢材料在有机胺溶液中一般不出现点蚀问题；但在有机胺捕集装置现场的不锈钢材料在使用一段时间后经常发现点蚀问题，这可能与有机胺降解后的成分导致不锈钢点蚀有关，也可能与烟气中引入的Cl有关（如掺烧生物质或污泥的锅炉），当Cl在有机胺溶液中积累到较高的浓度时，会导致不锈钢严重点蚀甚至穿孔。此外，有研究发现，304L、316L不锈钢在甲基二乙醇胺（MDEA）体系中有开裂倾向，其中304L的开裂倾向更明显^[13]。对于未知的吸收剂体系，开展相关设备材料在其中的开裂敏感性评价是必要的，尤其是针对吸收剂降解后的体系中的开裂敏感性进行评价。

三、输送系统中的金属腐蚀问题研究进展与挑战

CCUS中的 CO_2 通过管道输送将是未来大规模CCUS情景下的必然选择。目前，我国具有真正意义的超临界 CO_2 输送管道建设仍十分有限，面临的主要挑战包括管道及相关设施的完整性、流动保障、投资与运营成本以及健康、安全和环境等问题。在国外 CO_2 管道系统报告的事故失效原因中，腐蚀是主要原因^[14,15]。

CO_2 在管道中的相态一般为超临界相或者液相。在压缩机出口处的 CO_2 由于温度和压力均较高，因而处于超临界态；随着 CO_2 在管道中流动，温度和压力不断降低，其相态可能转变为液态。通常将超临界态和液态的 CO_2 统称为密相 CO_2 ，因其在这两个相态条件下密度均较大。因此，管道内部一般处于密相 CO_2 的腐蚀环境当中，介质中含有碳源中的杂质气体成分，并且含有少量的水分。当水分含量偏高时，可能会出现游离水导致的多杂质耦合作用的电化学腐蚀问题。在未来建设 CO_2 大管网的情景下，不同碳源、不同捕集技术得到的 CO_2 会汇在一起，杂质种类繁多，其中具有腐蚀性的杂质包括 SO_x 、 NO_x 、 H_2S 、 HCl 和 O_2 等^[16,17]。在输送过程中，会进行复杂的化学反应并腐蚀管道内壁，如图3所示。目前，这一多杂质耦合腐蚀环境具有一定的新颖性，对该环境下发生的金属腐蚀行为及机制的认识并不深入。密相 CO_2 对输送系统带来的腐蚀问题受多种因素影响，下面将对这些影响因素进行简要分析。

（一） CO_2 相态对输送系统带来的腐蚀影响

运输过程中不可避免地存在温降、压降，而这会使运输的 CO_2 发生相态变化，如 CO_2 的相态可能会从超临界态转变为液态。部分研究表明，管线钢在液相 CO_2 环境下可能比在超临界 CO_2 环境下具有更高的腐蚀敏感性^[18-21]。同时，在较低管压或者非正常工况条件下，管线钢可能会处于 CO_2 的动态近临界区环境中。目前，管线钢在不同的 CO_2 相态环境及其交替转变条件下的腐蚀行为与机制尚不明确，但可以明确的是，在不同的相态条件下，流体的黏度、密度和扩散系数等物性参数可能会发生急剧变化，这些物性参数往往又可能对腐蚀过程中

的传质、电化学反应以及产物膜生长等过程产生影响。

(二) 含水量对输送系统带来的腐蚀影响

干燥的CO₂是没有明显的腐蚀性的，但其一旦和水接触便会形成酸性腐蚀环境，同时碳源杂质气体会促进水分在超临界CO₂中的析出进而导致电化学腐蚀问题。例如，NO₂和SO₂的存在会显著降低水在CO₂中的溶解度，也就是说，当存在NO₂和SO₂时，即使水分含量不高也可能有游离液态水的析出，进而产生电化学腐蚀问题。除腐蚀问题外，在低温下可能形成水合物造成管道堵塞，引发输运事故。因此，在CO₂输送过程中需要严格控制含水

量。对于富CO₂相中的含水量对腐蚀的影响，相关研究表明，超临界富CO₂相中存在腐蚀临界相对湿度，当相对湿度在50%~60%及以上时，腐蚀速率会随相对湿度增大而急速加快^[22]。另外，在含有O₂、SO₂、H₂S的超临界富CO₂相中，水含量高于1500 ppmw时，X65钢的腐蚀速率与产物膜性质均会发生显著变化^[23]。当含水量不同时也会造成腐蚀机理的不相同。一般而言，在超临界CO₂环境中会出现富水相腐蚀与富CO₂相腐蚀两种腐蚀环境，这与全浸条件下的腐蚀以及大气环境薄液膜条件下的腐蚀行为类似。溶液层可能存在一个临界厚度值，当溶液层的厚度大于临界厚度时（如图4（a）所示），厚度的变化对腐蚀过程的影响不大；然而，

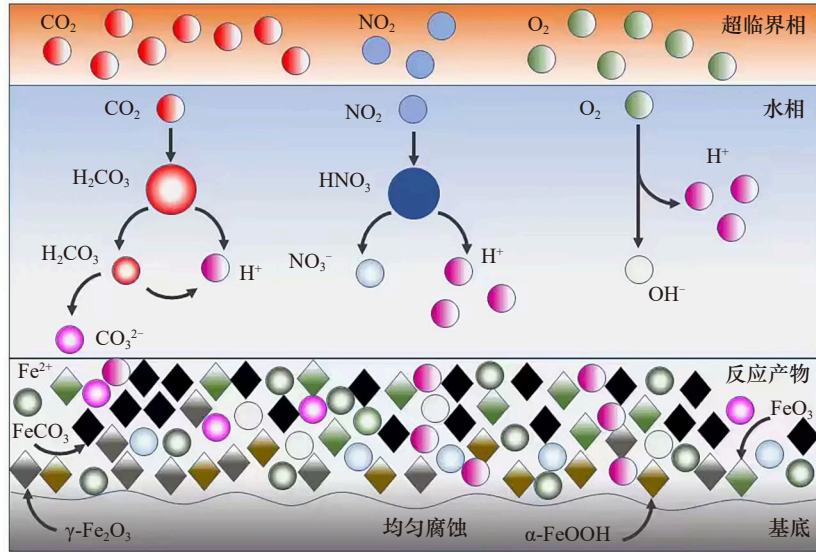


图3 CO₂-NO₂-O₂富水相环境下的腐蚀反应机理图

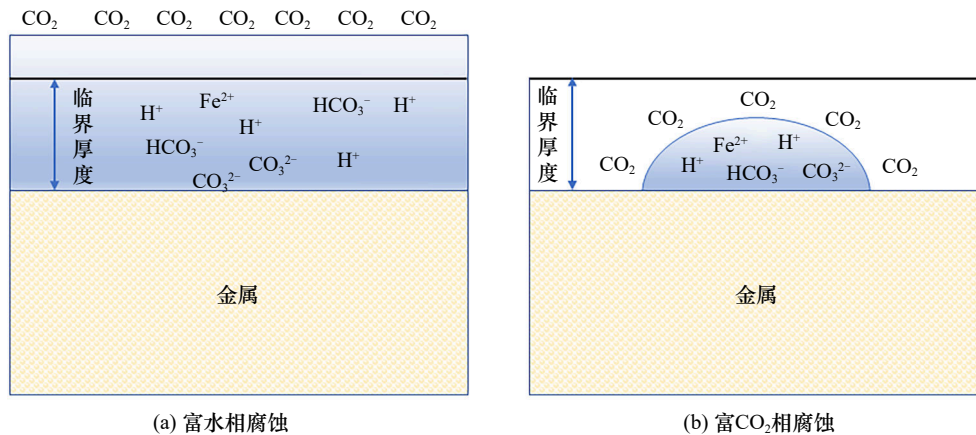


图4 金属在富水相和富CO₂相的腐蚀机理

当溶液层的厚度小于临界厚度时（如图4（b）所示），阳离子的水化以及腐蚀介质的传质过程将受到较大影响，同时可能会形成一个高离子强度的腐蚀环境，影响腐蚀性离子的反应活性，从而影响腐蚀过程。高离子强度的腐蚀环境也可能会影响产物膜的形成及其对基体金属的保护性。从上述规律出发，控制水分含量成为CO₂管道的主要腐蚀控制措施。

（三）碳源杂质对输送系统带来的腐蚀影响

依据我国能源结构现状以及未来发展趋势，需要进行捕集的CO₂气源多来自于燃煤电厂、炼化厂等工业生产排放源^[2]。受制于捕集技术与成本问题，不可避免会存在O₂、NO_x、SO_x等杂质，进而对金属腐蚀带来明显的影响。由于碳源的多样性，管道中的CO₂杂质必然也是多样的，杂质的单独或者耦合作用会对腐蚀过程产生影响。

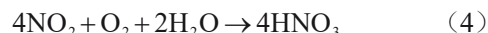
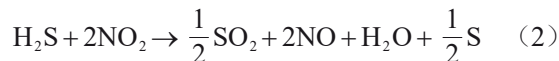
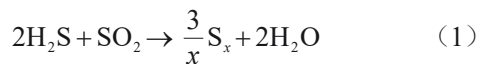
以O₂为例，在超临界CO₂体系中O₂的存在会加速碳钢腐蚀，腐蚀产物Fe₂O₃会破坏FeCO₃产物膜的完整性，致使对金属基体的保护性降低，导致腐蚀速率升高^[24]。O₂还可能使缓蚀剂失效，这也是目前空气驱的井筒腐蚀问题难以控制的主要原因。此外，也有研究指出，高浓度的O₂可以使管线钢在超临界CO₂中钝化^[25]。

NO_x杂质主要包括NO₂和NO，但NO在运输过程中与O₂结合极易转变为NO₂，因此NO₂成为气源中主要的NO_x杂质。NO₂溶于水会形成HNO₃，具有强酸性和强氧化性，此时生成的腐蚀产物膜疏松，极易剥落。有研究发现，在球形腐蚀产物的基部会形成点蚀坑^[26]。NO及其他类型的NO_x对密相CO₂腐蚀的影响尚未有报道。

SO_x杂质中最为常见的是SO₂，当其存在时，含饱和CO₂的富水相pH值会急剧降低。大量研究表明，长周期条件下的SO₂会加速腐蚀^[25,27]，并且形成保护性较差的产物膜；而近期的研究发现，在含CO₂的富水相中，SO₂在初期会对碳钢的腐蚀产生抑制作用^[28]。

在未来的CO₂输送管网中，金属管材将受到多种杂质气体协同腐蚀作用的影响。一方面，杂质之间发生反应生成的产物会增强腐蚀性；另一方面，杂质耦合腐蚀后的腐蚀产物膜完整性、致密性较差，最终导致其对基体的保护性下降^[29]。杂质间可

能发生的反应如公式（1）~（4）^[30]所示。在这些反应过程中会有沉积的单质S生成，会进一步加速腐蚀。



在含杂质的超临界CO₂腐蚀预测方面，有研究在已有的CO₂腐蚀和含SO₂的大气腐蚀模型的基础上，引入改进的三特征参数模型（TCPC）^[31,32]来计算高离子强度溶液中离子组分的活度系数，建立了适合在超临界CO₂-SO₂-O₂-H₂O多杂质耦合环境下预测管线钢腐蚀速率的机理模型。

（四）温度对输送系统带来的腐蚀影响

超临界CO₂的腐蚀存在一个临界温度值，当低于临界温度值时，随着温度升高，腐蚀速率加快；当高于临界温度值时，腐蚀速率会随温度升高而降低。在不同的温度下，金属基体表面的腐蚀产物膜以不同的形貌存在，进而可以有不同的致密性，形成对基体不同的保护能力；此外，在不同温度下化学反应速率也会不同，这些因素共同导致了不同温度下的腐蚀速率变化规律^[33]。

（五）流动对输送系统带来的腐蚀影响

流动会影响金属表面CO₂腐蚀产物膜的成晶形态，增大金属表面的传质速率，促进腐蚀产物膜的剥落，因此流动环境中也容易产生局部腐蚀^[34]。有研究显示^[35]，流动可以减轻13Cr钢在含SO₂-NO₂-O₂杂质的超临界CO₂富水相腐蚀体系中的局部腐蚀。除了考虑CO₂及杂质成分对管道本体材料的腐蚀影响外，还要考虑和评估对压缩机组材料、管道阀门组件材料的腐蚀影响。在腐蚀防护措施方面，从国内外已有的CO₂输送系统运营经验来看，管道内腐蚀的主要控制手段是控制水分含量。我国《二氧化碳输送管道工程设计标准》（SH/T 3202—2018）建议的水分含量上限为200 ppm。脱水过程并不是一个低成本的过程，因此，出于经济性考量，并不是水分含量越低越好。另外，也需在CO₂管道运输环节重点关注水合物的形成、节流导致材料低温脆断和CO₂管道止裂等问题。

四、利用与封存系统中的井筒腐蚀问题研究进展与挑战

CO₂利用与封存作为CCUS技术的重要环节,前者包括地质利用、化工利用和生物利用等,后者一般分为陆地封存与海洋封存^[2]。现阶段大型CCUS项目多以EOR的地质利用为主,将CO₂注入地下,在实现碳减排目标的同时还可以提高油气等地质资源的采收率,提升CCUS项目的经济效益。井筒作为CO₂注入、封存的关键设施,井筒的完整性对于确保CCUS的安全性非常重要。

CO₂一般以液态或超临界态的形式注入地层中进行驱油或者封存。随着井下温度与压力的变化,腐蚀相态也会发生变化;同时,CO₂驱油利用过程若采用液态注入可能产生液态CO₂腐蚀、冷脆。除了密相CO₂腐蚀特性、气源杂质、温度与压力等影响外,井筒材料面对的腐蚀环境相对于输送管线更为苛刻,还受到高矿化度地层水、复杂地层应力和微生物等因素的影响,进一步增加管材的结垢、垢下腐蚀、点蚀、应力腐蚀、缝隙腐蚀等风险。

(一) 井筒管材的主要腐蚀失效形式

1. 应力腐蚀开裂

在复杂的应力载荷、高矿化度的地层水以及井下一定含量的H₂S和微生物的协同作用下,井筒管材极易发生硫化物应力腐蚀开裂(SSCC)。通过对部分油田井管失效分析也发现,不同管材(P110、3Cr、N80等)的油套管的主要断裂原因均为SSCC,其关键诱因是硫酸盐还原菌(SRB)^[36-40]。有研究表明,尽管微量的H₂S对超临界CO₂体系中C1018碳钢腐蚀速率的影响较小^[41],但H₂S分压的增高将会提高SSCC敏感性^[42]。此外,通过对应力作用下高压CO₂-H₂S-Cl体系的13Cr钢进行研究也得到了类似结论^[43],并发现此时的腐蚀开裂行为受氢致开裂与阳极溶解机理共同作用。

在井下环境应力和腐蚀性介质侵蚀的作用下,金属基体表面钝化膜完整性失效或者无法稳定存在时,均会发生应力腐蚀开裂^[44-49]。在早期应用CO₂驱提高采收率的过程中也发现了CO₂注入井管材会在CO-CO₂-H₂O体系下发生应力腐蚀开裂,其成因是金属基体表面产物膜失稳导致的阳极侵蚀^[50]。

硫化物应力腐蚀开裂以及其他应力腐蚀开裂也

受到注入的碳源杂质的影响。有研究发现,X65、X70和X80在含SO₂的超临界CO₂条件下,管线钢在137 h的测试周期下没有应力腐蚀开裂现象,而是出现了显著的均匀腐蚀特征^[51]。近期的研究表明^[52],在480 h的周期下,X65钢在含SO₂、O₂和H₂O的超临界CO₂中SSCC的敏感性仍然很低。近期有研究表明,SO₂与NO₂均会提高X65钢在水饱和的超临界CO₂中应力腐蚀开裂敏感性,而O₂并未促进;在含SO₂体系中,腐蚀开裂行为受局部阳极溶解、氢脆和应力共同作用,而在含NO₂体系下则受局部阳极溶解与应力共同作用^[53]。

2. 缝隙腐蚀

由部分油气田现场油套管失效案例可知,螺纹接头是极易发生腐蚀造成管柱失效的位置,且该处存在较大的缝隙腐蚀风险^[54-57]。同时,井下管柱处于一种受自重、内压、地层压力影响但以拉应力为主的特征应力状态,因此存在应力作用下的缝隙腐蚀问题。部分研究也表明,拉应力的存在会提高13Cr的缝隙腐蚀敏感性^[58]。尽管在超临界CO₂条件下的相关研究较少,但在腐蚀环境更为苛刻的CCUS的利用与封存子系统下的螺纹接头处缝隙腐蚀问题更不容忽视,尤其是在长周期的封存条件下。除应力影响外,在长周期封存条件下注采井的管材均会与地层水接触,高矿化度的地层水、可能存在的腐蚀性微生物以及注入的含杂质CO₂会形成一种复杂的多介质耦合腐蚀环境,均有可能对缝隙腐蚀产生影响^[59-64]。此外,在长周期封存条件下,一旦第一界面处受到侵蚀,也极易形成金属-非金属的缝隙腐蚀环境,进而产生剧烈的缝隙腐蚀行为^[64,65](见图5),导致井筒的完整性被破坏,致使CO₂从井筒区域泄漏。

3. 点蚀及其他局部腐蚀

除上述两种腐蚀失效形式外,CO₂注采井油套管材料也容易产生点蚀穿孔、垢下腐蚀、电偶腐蚀和磨损腐蚀等局部腐蚀失效形式。在多种腐蚀失效形式耦合的条件下,腐蚀问题将变得更为复杂。现场大量的井筒失效分析数据表明,油管管的失效形式多是由于点蚀造成的管壁腐蚀穿孔。在CO₂驱油、封存过程中CO₂及杂质与水结合形成的环境对管材具有较强的腐蚀性,高矿化度的地层水中的侵蚀性离子对管材表面产物膜产生强大的破坏性,进而促成了点蚀穿孔的发生。除地层水侵蚀性介质影

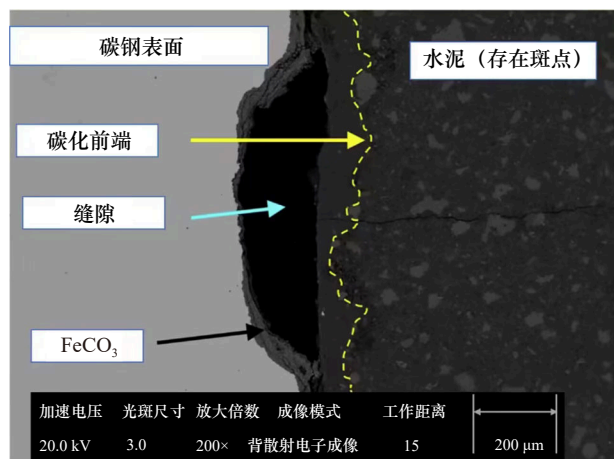


图5 金属基体（白色固体材料，左）和波特兰水泥（斑点材料，右）的第一界面缝隙腐蚀示意图^[65]

响外， CO_2 分压升高也会增大13Cr和15Cr的点蚀速率^[66]。井下自身存在或者是SRB代谢产生的 H_2S 也会对点蚀行为产生影响^[67]。因此，多因素耦合作用下的强腐蚀环境让井筒材料发生点蚀穿孔的风险显著增加。

（二）地层水成分对井筒腐蚀的影响

温度、流动以及碳源杂质等对井筒材料在密相 CO_2 中腐蚀的影响与对 CO_2 输送管材的影响规律类似。在含水量方面，在 CO_2 注入时会通过除水工艺严格控制含水量，但一般会采用注水和注 CO_2 交替的工艺，因此管材交替的处于富 CO_2 相和水相之中；然而，一旦停止注入后，注入井段会出现地层水上升，导致管材金属基体完全暴露在溶解了 CO_2 的高矿化度地层水的富水相中。采出井管材除了受地层水的影响外，还受到采出油气的影响以及存在见气和含水率提高的问题，同时还会面临较为严重的结垢问题。此时，地层水成分对于这类富水相井筒腐蚀行为有着较大的影响。其中 Cl^- 的大量存在会对金属基体表面的产物膜造成破坏，导致井筒管材的点蚀敏感性增加，也更易发生应力腐蚀、缝隙腐蚀^[62]。此外地层水中大量存在的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等也会促进结垢行为导致管材更易发生垢下腐蚀等行为，也有研究表明 Ca^{2+} 的存在会对N80钢基体表面形成的产物膜的稳定性有负面作用^[68]。

（三）微生物对井筒腐蚀的影响

井下存在的SRB等腐蚀性微生物可以将环境中

的硫酸盐、亚硫酸盐、硫代硫酸盐和单质硫当做电子传递链的最终电子受体，还原生成 H_2S 。当缺乏碳源时，SRB可以直接从金属Fe中获得电子，为生命活动提供能量，因而造成严重的点蚀^[69,70]。SRB本身会显著增加管材发生应力腐蚀开裂的风险。除此之外，有研究表明，SRB能够存活于缝隙内部^[71]，具有破坏基体表面钝化膜的能力^[72]，对超临界 CO_2 条件下井筒管材的缝隙腐蚀行为产生影响。在含碳源杂质的密相 CO_2 环境中，SRB的生物活性及腐蚀特性尚不明确，需进一步研究。

（四） CO_2 分压对井筒腐蚀的影响

关于低 CO_2 分压的相关研究发现，腐蚀速率与 CO_2 分压成正比，结合通过对比不含杂质的低 CO_2 分压（1 MPa）与超临界 CO_2 富水相（9.5 MPa）中X65钢的腐蚀行为发现^[73]，尽管超临界 CO_2 条件下的腐蚀速率明显高于低 CO_2 分压条件，但在腐蚀机理上两者基本相同。超临界 CO_2 体系下的腐蚀速率可能也与 CO_2 分压正相关，对于超临界富 CO_2 相中 CO_2 压力与X65钢腐蚀速率的相关研究^[74]也得到了类似结论。然而，井下的 CO_2 分压一般可高达50 MPa以上，相关的超高 CO_2 分压条件下的管材腐蚀数据在已有研究中鲜有报道，需要开展更多相关研究工作。

综上，当 CO_2 注入地层后，它与地层水的结合是无法避免的，在超高 CO_2 分压和杂质气体的耦合作用下，会形成一个腐蚀性非常强的腐蚀环境。井筒材料、水泥环以及岩石等在该环境下均可能出现较为严重的腐蚀问题。虽然人们可以使用耐蚀合金、缓蚀剂和涂镀层^[75]等手段抑制井筒腐蚀，但考虑在封存环境下的长周期腐蚀问题，很难保证近井筒区域材料的长期完整性。因此， CO_2 在井筒区域的泄漏可能无法避免，需在井筒区域重点应用 CO_2 泄漏监测技术。此外，由于密相 CO_2 腐蚀环境的特点以及多种碳源杂质的耦合影响，当前油气领域使用的腐蚀防护技术并不能完全胜任CCUS系统的腐蚀防护工作。例如，可能出现缓蚀剂在有机胺捕集系统及在含杂质的密相 CO_2 环境的失效问题、有机防腐涂层在超临界 CO_2 环境因萃取作用失效的问题等。因此，适用于CCUS系统腐蚀特点的新防护技术也有待被开发，如在含多种碳源杂质的密相 CO_2 环境中使用的新型的耐腐蚀管材、缓蚀剂以及涂层

新技术等。

五、结论与展望

(一) 研究结论

CCUS技术在捕集、运输、利用与封存子系统中均面临不同程度的腐蚀风险，腐蚀介质的复杂性与多样性、金属腐蚀行为与机制的差异性也进一步给CCUS系统的腐蚀防护带来诸多挑战。这些挑战会直接影响CCUS技术的安全性，阻碍CCUS技术的大面积推广应用，进而影响国家“双碳”目标的实现。因此，开展CCUS系统腐蚀与防护的相关研究工作至关重要。本文在梳理CCUS系统的金属腐蚀问题的进展与挑战后，得到以下结论。

(1) 有机胺捕集技术相对成熟，但有机胺降解机理及降解产物对腐蚀过程的影响较为复杂，部分降解产物可能充当缓蚀剂抑制了设备金属材料的腐蚀，因此，在该系统中应用缓蚀剂时，需考虑其对有机胺降解过程以及对CO₂捕集过程的影响。

(2) CO₂输送管道内的腐蚀问题不容忽视。金属材料在密相CO₂中的腐蚀与在大气环境中的腐蚀存在相似之处，均存在一个腐蚀的临界相对湿度值。在工程上可以考虑通过控制水分含量的方式来控制CO₂管道内腐蚀。

(3) CO₂利用与封存系统的井筒管材腐蚀问题是最为严重的。复杂的井下环境，包括超高CO₂分压、杂质组分、高矿化度地层水、微生物和应力等条件，导致了井筒管材受多种因素的耦合作用，在长周期条件下出现腐蚀失效的风险很高，因此，亟需开发新防护技术。

(二) 未来展望

基于CCUS技术各子系统腐蚀问题严重、腐蚀体系和机制复杂以及已有研究覆盖相对不足的现状，为有效推进CCUS技术的发展与“双碳”目标的实现，对相关腐蚀问题进行针对性地深入研究并研发和推广使用相应的高效防腐手段是必要的。结合现有信息，未来迫切需要开展的相关研究如下。

(1) 捕集系统若采用有机胺捕集技术，其可挥发成分对于后续输送系统和利用封存系统的腐蚀行为的影响需要深入研究；O₂、NO_x、SO_x等杂质带来的吸收剂降解问题及其降解产物对腐蚀的影响，尚

需深度研究。

(2) 当前对输送系统腐蚀的影响因素研究较为清晰，但未得到相对统一的结论，多因素耦合作用下的腐蚀行为及机理研究仍需要进一步开展。例如，碳源杂质对CO₂管道的腐蚀行为及机理研究、流动对腐蚀行为的影响以及焊接接头的腐蚀特性等。

(3) 关于利用与封存系统的井筒腐蚀问题，一方面，需要贴合实际工况且考虑多因素耦合；另一方面，需关注长周期、超高压、微生物和极端应力等条件下井筒材料的腐蚀失效的行为与机制。

(4) 研发CCUS系统金属材料的腐蚀防护技术。开展适合CCUS各子系统的耐蚀新材料的研发工作；研发适合于CO₂有机胺捕集系统以及含杂质的CO₂注采系统的新型高效缓蚀剂；因超临界萃取作用导致有机涂层在超临界CO₂环境应用受限，有必要研发该环境下的高效、高可靠性防腐涂镀层技术。

(5) 在建立和完善CCUS相关标准时，要重点考虑含杂质气源带来的腐蚀问题对CCUS安全性的影响，尤其是对封存系统安全性的影响。建议在保障系统安全的前提下，合理制定CO₂中的杂质浓度标准，如井筒区域在封存条件下的完整性问题应被相关标准重点考虑。

利益冲突声明

本文作者在此声明彼此之间不存在任何利益冲突或财务冲突。

Received date: March 3, 2023; **Revised date:** April 24, 2023

Corresponding author: Xiang Yong is an associate professor from the College of Mechanical and Transportation Engineering of China University of Petroleum. His major research field is CCUS, corrosion and protection. E-mail: xiangy@cup.edu.cn

Funding project: The National Natural Science Foundation of China (52271082); Beijing Natural Science Foundation (2222074); Inner Mongolia Key R&D Program of China (2021ZD0038)

参考文献

- [1] 袁士义, 马德胜, 李军诗, 等. 二氧化碳捕集、驱油与埋存产业化进展及前景展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 828-834. Yuan S Y, Ma D S, Li J S, et al. Progress and prospects of carbon dioxide capture, EOR-utilization and storage industrialization [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 828-834.
- [2] 蔡博峰, 李琦, 张贤, 等. 中国二氧化碳捕集与利用封存(CCUS)年度报告(2021)——中国CCUS路径研究[R]. 北京/武汉: 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国21世纪议程管理中心, 2021.

- Cai B F, Li Q, Zhang X, et al. China carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) annual report (2021): China CCUS path study [R]. Beijing/Wuhan: Chinese Academy of Environmental Planning, Institute of Rock and Soil Mechanics of Chinese Academy of sciences, The Administrative Center for China's Agenda 21, 2021.
- [3] Kenarsari S D, Yang D, Jiang G, et al. Review of recent advances in carbon dioxide separation and capture [J]. *RSC Advances*, 2013, 3(45): 22773–22739.
- [4] Davison J. Performance and costs of power plants with capture and storage of CO₂ [J]. *Energy*, 2007, 32(7): 1163–1176.
- [5] Krzemiń A, Więckol-Ryń A, Smoliński A, et al. Assessing the risk of corrosion in amine based CO₂ capture process [J]. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2016, 43: 189–197.
- [6] Zhao F, Cui C, Dong S, et al. An overview on the corrosion mechanisms and inhibition techniques for amine-based post-combustion carbon capture process [J]. *Separation and Purification Technology*, 2023, 304: 122091.
- [7] 向勇, 侯力, 杜猛, 等. 中国 CCUS-EOR 技术研究进展及发展前景 [J]. *油气地质与采收率*, 2022, 30(2): 1–17.
Xiang Y, Hou L, Du M, et al. Research progress and development prospect of CCUS-EOR technologies in China [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 30(2): 1–17.
- [8] Gao J, Wang S, Zhou S, et al. Corrosion and degradation performance of novel absorbent for CO₂ capture in pilot-scale [J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 1534–1541.
- [9] Kladaew N, Idem R, Tontiwachuthikul P, et al. Corrosion behavior of carbon steel in the monoethanolamine–H₂O–CO₂–O₂–SO₂ system: Products, reaction pathways, and kinetics [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2009, 48(23): 10169–10179.
- [10] Xiang Y, Yan M, Choi Y S, et al. Time-dependent electrochemical behavior of carbon steel in MEA-based CO₂ capture process [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2014, 30: 125–132.
- [11] Tanthapanichakoon W, Veawab A, McGarvey B. Electrochemical investigation on the effect of heat-stable salts on corrosion in CO₂ capture plants using aqueous solution of MEA [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2006, 45(8): 2586–2593.
- [12] Xiang Y, Xie W M, Ni S Y, et al. Comparative study of A106 steel corrosion in fresh and dirty MEA solutions during the CO₂ capture process: Effect of NO₃⁻ [J]. *Corrosion Science*, 2020, 167: 108521.
- [13] Panahi H, Eslami A, Golozar M A. Corrosion and stress corrosion cracking initiation of grade 304 and 316 stainless steels in activated Methyl Diethanol Amine (aMDEA) solution [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 55: 106–112.
- [14] Johnsen K, Holt H, Helle K, et al. Mapping of potential HSE issues related to large scale capture, transport and storage of CO₂ [R]. Horvik: Det Norske Veritas, 2008.
- [15] 赵雪会, 何治武, 刘进文, 等. CCUS 腐蚀控制技术研究现状 [J]. *石油管材与仪器*, 2017, 3(3): 1–6.
Zhao X H, He Z W, Liu J W, et al. Research status of CCUS corrosion control technology [J]. *Petroleum Tubular Goods and Instruments*, 2017, 3(3): 1–6.
- [16] 李彦鹏, 朱世东, 李金灵, 等. 油气管道 H₂S/CO₂ 腐蚀与防护技术研究进展 [J]. *腐蚀与防护*, 2022, 43(6): 1–6, 12.
Li Y P, Zhu S D, Li J L, et al. Research progress of H₂S/CO₂ corrosion and protection technology for oil and gas tubing [J]. *Corrosion and Protection*, 2022, 43(6): 1–6, 12.
- [17] 李玉星, 刘兴豪, 王财林, 等. 含杂质气态 CO₂ 输送管道腐蚀研究进展 [J]. *金属学报*, 2021, 57(3): 283–294.
Li Y X, Liu X H, Wang C L, et al. Research progress on corrosion behavior of gaseous CO₂ transportation pipelines containing impurities [J]. *Acta Metallurgica Sinica*, 2021, 57(3): 283–294.
- [18] Farelas F, Choi Y S, Nešić S. Corrosion behavior of API 5L X65 carbon steel under supercritical and liquid CO₂ phases in the presence of H₂O and SO₂ [J]. *Corrosion*, 2013, 69: 243–250.
- [19] 商永滨, 林罡, 赵大庆, 等. 20# 无缝钢管在液态 CO₂ 中的腐蚀规律研究 [J]. *内蒙古石油化工*, 2018, 5: 15–19.
Shang Y B, Lin G, Zhao D Q, et al. Study on corrosion rules of seamless steel tube in liquid CO₂ [J]. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 2018, 5: 15–19.
- [20] 商永滨, 林罡, 赵大庆, 等. 16Mn 钢在液态 CO₂ 中的腐蚀规律研究 [J]. *全面腐蚀控制*, 2019, 33(2): 83–88.
Shang Y B, Lin G, Zhao D Q, et al. Study on corrosion rules of 16Mn steel in liquid CO₂ [J]. *Total Corrosion Control*, 2019, 33(2): 83–88.
- [21] Sui P F, Sun J B, Hua Y, et al. Effect of temperature and pressure on corrosion behavior of X65 carbon steel in water-saturated CO₂ transport environments mixed with H₂S [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 73: 60–69.
- [22] Xiang Y, Wang Z, Yang X, et al. The upper limit of moisture content for supercritical CO₂ pipeline transport [J]. *The Journal of Supercritical Fluids*, 2012, 67: 14–21.
- [23] Sun C, Sun J, Liu S, et al. Effect of water content on the corrosion behavior of X65 pipeline steel in supercritical CO₂–H₂O–O₂–H₂S–SO₂ environment as relevant to CCS application [J]. *Corrosion Science*, 2018, 137: 151–162.
- [24] Sun C, Sun J, Wang Y, et al. Effect of impurity interaction on the corrosion film characteristics and corrosion morphology evolution of X65 steel in water saturated supercritical CO₂ system [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 65: 117–127.
- [25] Wang W H, Shen K L, Tang S, et al. Synergistic effect of O₂ and SO₂ gas impurities on X70 steel corrosion in water-saturated supercritical CO₂ [J]. *Process Safety and Environmental Protection*, 2019, 130: 57–66.
- [26] Sun C, Wang Y, Sun J B, et al. Effect of impurity on the corrosion behavior of X65 steel in water saturated supercritical CO₂ system [J]. *The Journal of Supercritical Fluids*, 2016, 116: 70–82.
- [27] Xiang Y, Wang Z, Xu C, et al. Impact of SO₂ concentration on the corrosion rate of X70 steel and iron in water-saturated supercritical CO₂ mixed with SO₂ [J]. *The Journal of Supercritical Fluids*, 2011, 58(2): 286–294.
- [28] Li C, Xiang Y, Li W G. Initial corrosion mechanism for API 5L X80 steel in CO₂/SO₂-saturated aqueous solution within a CCUS system: Inhibition effect of SO₂ impurity [J]. *Electrochimica Acta*, 2019, 321: 134663.
- [29] Sun C, Sun J, Wang Y, et al. Synergistic effect of O₂, H₂S and SO₂

- impurities on the corrosion behavior of X65 steel in water-saturated supercritical CO₂ system [J]. *Corrosion Science*, 2016, 107: 193–203.
- [30] Dugstad A, Halseid M, Morland B. Testing of CO₂ specifications with respect to corrosion and bulk phase reactions [J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 2547–2556.
- [31] Xiang Y, Wang Z, Xu M H, et al. A mechanistic model for pipeline steel corrosion in supercritical CO₂-SO₂-O₂-H₂O environments [J]. *The Journal of Supercritical Fluids*, 2013, 82: 1–12.
- [32] Ge X, Wang X, Zhang M, et al. Correlation and prediction of activity and osmotic coefficients of aqueous electrolytes at 298.15K by the modified TCPC model [J]. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2007, 52(2): 538–547.
- [33] Xiang Y, Wang Z, Li Z, et al. Effect of temperature on corrosion behaviour of X70 steel in high pressure CO₂/SO₂/O₂/H₂O environments [J]. *Corrosion Engineering, Science and Technology*, 2013, 48(2): 121–129.
- [34] Wei L, Pang X, Gao K. Effect of flow rate on localized corrosion of X70 steel in super critical CO₂ environments [J]. *Corrosion Science*, 2018, 136: 339–351.
- [35] Xiang Y, Song C, Li C, et al. Characterization of 13Cr steel corrosion in simulated EOR-CCUS environment with flue gas impurities [J]. *Process Safety and Environmental Protection*, 2020, 140: 124–136.
- [36] 樊海燕, 姜志强, 安雪微, 等. 油田管道应力腐蚀断裂成因分析 [J]. *油气田地面工程*, 2022, 41(1): 71–74, 79.
Fan H Y, Jiang Z Q, An X W, et al. Cause analysis of stress corrosion fracture of oil field pipeline [J]. *Oil Gas Field Surface Engineering*, 2022, 41(1): 71–74, 79.
- [37] 胡芳婷, 赵密锋, 邢星, 等. 某油田 3Cr P110 修复油管断裂原因分析 [J]. *材料保护*, 2020, 53(10): 115–119, 148.
Hu F T, Zhao M F, Xing X, et al. Failure analysis of 3Cr P110 repaired tubing in an oilfield [J]. *Materials Protection*, 2020, 53(10): 115–119, 148.
- [38] 谭才渊, 殷启帅, 杨进, 等. 渤海某油田 L80 油管腐蚀机理研究 [J]. *表面技术*, 2017, 46(3): 236–245.
Tan C Y, Yin Q S, Yang J, et al. Corrosion mechanism of L80 tubing in a Bohai oilfield [J]. *Surface Technology*, 2017, 46(3): 236–245.
- [39] 王俊良, 臧晗宇, 张亚明, 等. 油管及油管接箍腐蚀失效分析 [J]. *腐蚀与防护*, 2010, 31(8): 662–664.
Wang J L, Zang H Y, Zhang Y M, et al. Corrosion failure analysis of oil pipes and couplings [J]. *Corrosion & Protection*, 2010, 31(8): 662–664.
- [40] 赵存耀, 齐亚猛. 某油田注水井 P110 钢级油管接箍开裂失效分析 [J]. *石油管材与仪器*, 2022, 8(3): 46–50.
Zhao C Y, Qi Y M. Fracture failure analysis of P110 tubing coupling for an injection well in an oil field [J]. *Petroleum Tubular Goods & Instruments*, 2022, 8(3): 46–50.
- [41] Ding Y, Cheng C H, Case R. Electrochemical and morphological investigation of corrosion behavior of C1018 in a subcritical and supercritical CO₂ environment with presence of H₂S [C]. San Antonio: The AMPP Annual Conference, 2022.
- [42] Zhou C, Zheng S, Chen C, et al. The effect of the partial pressure of H₂S on the permeation of hydrogen in low carbon pipeline steel [J]. *Corrosion Science*, 2013, 67: 184–192.
- [43] 王峰, 韦春艳, 黄天杰, 等. H₂S 分压对 13Cr 不锈钢在 CO₂ 注气井环空环境中应力腐蚀行为的影响 [J]. *中国腐蚀与防护学报*, 2014, 34(1): 46–52.
Wang F, Wei C Y, Huang T J, et al. Effect of H₂S partial pressure on stress corrosion cracking behavior of 13Cr stainless steel in annulus environment around CO₂ injection well [J]. *Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection*, 2014, 34(1): 46–52.
- [44] Jones D A. Evidence of localized surface plasticity during stress corrosion cracking [C]. Orlando: National Association of Corrosion Engineers (NACE) International Annual Conference and Corrosion Show, 1995.
- [45] Sieradzki K, Newman R C. Stress corrosion cracking [J]. *Journal of Physics and Chemistry of Solids*, 1987, 48(11): 1101–1113.
- [46] Sieradzki K, Newman R C. Brittle behavior of ductile metals during stress-corrosion cracking [J]. *Philosophical Magazine A*, 2006, 51(1): 95–132.
- [47] Woodtli J, Kieselbach R. Damage due to hydrogen embrittlement and stress corrosion cracking [J]. *Engineering Failure Analysis*, 2000, 7(6): 427–450.
- [48] 褚武扬, 乔利杰, 高克玮. 阳极溶解型应力腐蚀 [J]. *科学通报*, 2000, 45(24): 2581–2588.
Chu W Y, Qiao L J, Gao K W. Anodic dis-solution stress corrosion [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2000, 45(24): 2581–2588.
- [49] 刘传森, 李壮壮, 陈长风. 不锈钢应力腐蚀开裂综述 [J]. *表面技术*, 2020, 49(3): 1–13.
Liu C S, Li Z Z, Chen C F. Stress corrosion cracking of stainless steel [J]. *Surface Technology*, 2020, 49(3): 1–13.
- [50] Payer J, Berry W, Boyd W. Stress corrosion cracking: The slow strain-rate technique [M]. West Conshohocken: ASTM International, 1979.
- [51] Zeng Y, Li K. Influence of SO₂ on the corrosion and stress corrosion cracking susceptibility of supercritical CO₂ transportation pipelines [J]. *Corrosion Science*, 2020, 165: 108404.
- [52] Li K, Zeng Y. Long-term corrosion and stress corrosion cracking of X65 steel in H₂O-saturated supercritical CO₂ with SO₂ and O₂ impurities [J]. *Construction and Building Materials*, 2023, 362: 129746.
- [53] Sun C, Yan X, Sun J, et al. Unraveling the effect of O₂, NO₂ and SO₂ impurities on the stress corrosion behavior of X65 steel in water-saturated supercritical CO₂ streams [J]. *Corrosion Science*, 2022, 209: 110729.
- [54] 杨晓龙, 田永强, 王旭, 等. 某 N80 油管接箍腐蚀断裂失效分析 [J]. *焊管*, 2022, 45(1): 42–48.
Yang X L, Tian Y Q, Wang X, et al. Failure analysis of corrosion and fracture of N80 tubing coupling [J]. *Welded Pipe and Tube*, 2022, 45(1): 42–48.
- [55] 张亚明, 臧晗宇, 董爱华, 等. 13Cr 钢管腐蚀原因分析 [J]. *腐蚀科学与防护技术*, 2009, 21(5): 499–501.
Zhang Y M, Zang H Y, Dong A H, et al. Corrosion failure analysis of 13Cr steel oil pipe [J]. *Corrosion Science and Protection Technology*, 2009, 21(5): 499–501.
- [56] 张颖, 杨坤, 余柳丝, 等. 油井管接头螺纹腐蚀与防护研究进展

- [J]. 科学技术与工程, 2022, 22(7): 2563–2572.
- Zhang Y, Yang K, Yu L S, et al. Research progress on thread corrosion and protection of oil well pipe joint [J]. *Science Technology and Engineering*, 2022, 22(7): 2563–2572.
- [57] 蔡锐, 赵金龙, 吴鹏, 等. L80 油管螺纹接头腐蚀原因分析 [J]. 理化检验(物理分册), 2019, 55(4): 278–281, 288.
- Cang R, Zhan J L, Wu P, et al. Cause analysis on corrosion of an L80 tube threaded joint [J]. *Physical Testing and Chemical Analysis (Part A: Physical Testing)*, 2019, 55(4): 278–281, 288.
- [58] Li Y Z, Wang X, Zhang G A. Corrosion behaviour of 13Cr stainless steel under stress and crevice in 3.5 wt% NaCl solution [J]. *Corrosion Science*, 2020, 163: 108290.
- [59] Mu J, Li Y Z, Wang X. Crevice corrosion behavior of X70 steel in NaCl solution with different pH [J]. *Corrosion Science*, 2021, 182: 109310.
- [60] Zhu L Y, Cui Z Y, Cui H Z, et al. The effect of applied stress on the crevice corrosion of 304 stainless steel in 3.5 wt% NaCl solution [J]. *Corrosion Science*, 2022, 196: 110039.
- [61] 胡骞. 缝隙腐蚀的电化学噪声特征及机理研究 [D]. 武汉: 华中科技大学(博士学位论文), 2011.
- Hu Q. Study on the electrochemical noise characteristics and the mechanism of crevice corrosion [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology (Doctoral dissertation), 2011.
- [62] 宋义全, 杜翠薇, 张新, 等. Cl⁻浓度对 X70 管线钢缝隙腐蚀的影响 [J]. 金属学报, 2009, 45(9): 1130–1134.
- Song Y Q, Du C W, Zhang X, et al. Influence of Cl⁻ concentration on crevice corrosion of X70 pipe line steel [J]. *Acta Metallurgica Sinica*, 2009, 45(9): 1130–1134.
- [63] 钟显康, 郑子奇, 莫林, 等. 螺纹接头处拉应力作用下的缝隙腐蚀行为 [J]. 装备环境工程, 2020, 17(11): 52–59.
- Zhong X K, Deng Z Q, Mo L, et al. Crevice corrosion at screwed joint with tensile stress [J]. *Equipment Environmental Engineering*, 2020, 17(11): 52–59.
- [64] Kim S H, Lee J H, Kim J G, et al. Effect of the crevice former on the corrosion behavior of 316L stainless steel in chloride containing synthetic tap water [J]. *Metals and Materials International*, 2018, 24(3): 516–524.
- [65] Carroll S, Carey J W, Dzombak D, et al. Review: Role of chemistry, mechanics, and transport on well integrity in CO₂ storage environments [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 49: 149–160.
- [66] 姚鹏程, 谢俊峰, 杨春玉, 等. 高温高压环境 Cl⁻浓度和 CO₂分压对不锈钢油管的影响 [J]. 全面腐蚀控制, 2017, 31(10): 67–70.
- Yao P C, Xie J F, Yang C Y, et al. Effect of Cl⁻ concentration and CO₂ partial pressure on stainless steel tubing under high temperature and high pressure [J]. *Total Corrosion Control*, 2017, 31(10): 67–70.
- [67] 王艳飞. L360 钢在 H₂S–CO₂–Cl⁻体系中元素硫沉积下的点蚀机理 [D]. 西安: 西安石油大学(硕士学位论文), 2021.
- Wang Y F. Study on the pitting corrosion mechanism of L360 steel under the deposition of elemental sulfur in the H₂S–CO₂–Cl⁻ system [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University (Master's thesis), 2021.
- [68] Li J, Sun C, Roostaei M, et al. Role of Ca²⁺ in the CO₂ corrosion behavior and film characteristics of N80 steel and electroless Ni–P coating at high temperature and high pressure [J]. *Materials Chemistry and Physics*, 2021, 267: 124618.
- [69] Xu D, Gu T. Bioenergetics explains when and why more severe MIC pitting by SRB can occur [C]. Houston: Corrosion 2011 Conference and EXPO, 2011.
- [70] Song X, Yang Y, Yu D, et al. Studies on the impact of fluid flow on the microbial corrosion behavior of product oil pipelines [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 146: 803–812.
- [71] Permeš S, Lau K, Duncan M. Effect of crevice morphology on SRB activity and steel corrosion under marine foulers [J]. *Bioelectrochemistry*, 2021, 142(2): 107922.
- [72] Wu C, Wang Z, Zhang Z, et al. Influence of crevice width on sulfate-reducing bacteria (SRB)-induced corrosion of stainless steel 316L [J]. *Corrosion Communications*, 2021, 4: 33–44.
- [73] Zhang Y, Pang X, Qu S, et al. Discussion of the CO₂ corrosion mechanism between low partial pressure and supercritical condition [J]. *Corrosion Science*, 2012, 59: 186–197.
- [74] Choi Y S, Nešić S. Determining the corrosive potential of CO₂ transport pipeline in high pCO₂–water environments [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2011, 5(4): 788–797.
- [75] 张昆, 孙悦, 王池嘉, 等. 碳捕集、利用与封存中 CO₂ 腐蚀与防护研究 [J]. 表面技术, 2022, 51(9): 43–52.
- Zhang K, Sun Y, Wang C J, et al. Research on CO₂ corrosion and protection in carbon capture, utilization and storage [J]. *Surface Technology*, 2022, 51(9): 43–52.