

我国海上油井管腐蚀与防护研究进展

邢希金

(中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028)

摘要: 总结了我国海洋环境油井管的防腐实践, 为类似油气田开发提供技术参考。指出了我国海上油气井的环境与腐蚀状况, 针对腐蚀环境特征, 分仅含二氧化碳井下环境、含硫井下环境及热采井高温环境进行防腐技术总结。海洋环境油井气井内、外腐蚀均较严重, 外腐蚀主要为海洋环境大气腐蚀, 内腐蚀失效的原因多为 CO_2 引发的腐蚀, 此外因作业需要, 井筒内流体性质的变化也加剧了内腐蚀失效。针对单独 CO_2 腐蚀环境, 建立了海上特色的防腐图版, 并提出三种低成本防腐策略; 针对 H_2S 腐蚀环境, 开展了不同材质的腐蚀规律研究与服役寿命预测; 针对热采井高温腐蚀环境, 开展了氧含量、高温腐蚀与热应力叠加强度变化研究。研究认为, 海洋环境油气井外腐蚀可采取涂敷、牺牲阳极、阴极保护, 井下 CO_2 腐蚀可以采用防腐选材图版选择合适材质, 为降低成本可以采用组合管柱防腐, 含 H_2S 环境可采用碳钢或低铬钢, 以降低硫化物应力开裂 (SSC) 和应力腐蚀 (SCC) 风险, 热采井宜控制含氧量及热强度衰减的影响。

关键词: 海上油井管; CO_2 环境; H_2S 环境; 热采井; 腐蚀

中图分类号: TG172

文献标识码: A

文章编号: 1672-9242(2021)01-0001-07

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2021.01.001

Research Progress on Corrosion and Corrosion Protection of Offshore Oil Well Tubing in China

XING Xi-jin

(CNOOC Research Institute Co., Ltd, Beijing 100028, China)

ABSTRACT: This article summarizes the practice of oil well pipe corrosion protection in marine environment in China and provides technical reference for similar oil and gas field development. The environments and corrosion status of offshore oil and gas wells in China are pointed out, and the anti-corrosion technologies are summarized according to the characteristics of the corrosion environments which can be divided into carbon dioxide downhole environment, sulfur downhole environment and high temperature environment of thermal production wells. Both the internal and external corrosions of oil and gas wells in the marine environment are serious. The external corrosion is mainly caused by atmospheric corrosion in marine environment, while the internal corrosion is mainly caused by CO_2 corrosion. In addition, the change of fluid properties in the wellbores due to the operation needs also aggravates the internal corrosion. For CO_2 corrosion environment, a marine anti-corrosion chart is established, and three low-cost anti-corrosion strategies are proposed. The research on the corrosion law of different materials and prediction of their service life are studied for H_2S corrosion environment. The changes of the superimposed strength of oxygen content, corrosion at high temperature and thermal stress are studied for high temperature environment of thermal production

收稿日期: 2020-09-28; 修订日期: 2020-12-05

Received: 2020-09-28; Revised: 2020-12-05

基金项目: 渤中 19-6 凝析气田开发钻井完井关键技术研究及应用-I 期 (YXKY-2020-TJ-03)

Fund: Phase I Research and Application of Key Drilling and Completion Technologies for BZ19-6 Condensate Gas Field (YXKY-2020-TJ-03)

作者简介: 邢希金 (1981—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为油田化学。

Biography: XING Xi-jin (1981—), Male, Master, Senior engineer, Research focus: oilfield chemistry.

wells. It is considered that the external corrosion of oil and gas wells in marine environment can be protected by coating, sacrificial anode and cathodic protection; CO₂ corrosion in the wells can be handled by using the anti-corrosion material selection chart to select suitable materials, while combined string corrosion protection strategies can be used to reduce cost; H₂S environment can use carbon steel or low chrome steel to reduce the risk of SSC and SCC; thermal production wells should control the influence of oxygen content and heat intensity attenuation.

KEY WORDS: offshore oil well tubing; CO₂ environment; H₂S environment; thermal production wells; corrosion

我国近海油气田多埋深浅、油气成藏温度低,井下腐蚀环境相对温和,与陆地油田复杂地质条件下埋深大、成藏过程中干酪根高温裂解易生成硫化氢的井下环境有较大差异。海洋石油勘探开发受所处环境限制:一方面要确保井下管柱本质安全,以减少因油井管腐蚀导致生产安全及溢油等环境污染风险;另一方面海洋集束钻井,平台位置固定,井槽数量有限,对油井管的服役寿命有很高的要求。因此同样腐蚀环境下,海上油井管的防护等级往往高于陆地油田。海洋石油开发投资高昂,为降低桶油成本,近年来针对海洋石油的特殊环境开展了大量的研究工作。文中根据井下腐蚀状况、对 CO₂ 环境防腐、含 H₂S 环境防腐及热采井高温环境防腐进行了综述,并对未来海上油井管防腐技术进行了展望。

1 海上油气井腐蚀环境与腐蚀状况

由于海水的存在,海上油井管的外腐蚀问题较为严重。为保护海上油井管及建立循环通道,在油井管的最外层需要下一层大尺寸(1.68 m)的隔水管,从泥线连接到海洋石油开采平台中层甲板,隔水管内依次为表层套管、技术套管、生产套管,隔水管的作用就是将海水与油井管隔绝开。2019年杨进等^[1]针对我国南海海域曾经应用过的不同材质的隔水导管进行了系统评价,研究发现,与大气区及全浸区相比,飞溅区和潮差区的腐蚀程度更严重,腐蚀类型为因吸氧腐蚀导致的全面腐蚀,研究认为 X52 材质的隔水管耐蚀优于参与评价的其他材质。隔水管由于尺寸大,单位长度的质量也大,不易采用高级别材质防腐,海洋工程主要采用牺牲阳极、阴极保护及涂层等方式进行防腐。高温井生产过程中还会存在井口抬升问题,井口抬升会导致表层套管裸露,从而带来海水环境氧腐蚀。2018年曾报道印尼海上某气田 A2 井 20 寸表层套管露出,裸露部分腐蚀明显。受限于作业空间,现场对 A2 井进行涂敷绝氧防护^[2]。

多年海洋油气开采证实,海上油井管的内腐蚀环境以低二氧化碳、不含硫化氢为主。据不完全统计,94%的油气井 CO₂ 分压低于 2.31 MPa^[3],目前中国近海油气田中仅在番禺 4-2/5-1 油田、流花 11-1 油田、渤中 19-6 气田及乐东 10-1 气田发现有少量原生 H₂S 存在,蓬莱油田由于早期注海水开发含有次生 H₂S。

井底温度多分布于 50~150 ℃ 之间,有极少数井底温度高于 175 ℃,地层水矿化度多低于 35 000 mg/L,氯离子质量浓度多小于 25 000 mg/L。2016 年林海等^[4]统计了渤海 10 个油田的采油井的地层水介质、pH、温度、CO₂ 分压分布情况,其中地层水氯离子含量在 398.81~13 506 mg/L, pH 处于 7~9,温度介于 15~145 ℃,CO₂ 分压为 0~2.31 MPa 之间。上述腐蚀环境导致了大量的油井和水井的腐蚀失效案例发生,历年来中国海上油气井发生腐蚀的文献报道较多,其主要原因多为 CO₂ 腐蚀所致,尚有部分失效原因是井筒介质改变所致。2010 年孙爱平等^[5]对南海西部某油井井下油管单根连接的腐蚀失效原因进行了分析,分析认为引起连接失效的主要原因是发生了 CO₂ 腐蚀。2012 年张春阳^[6]报道了锦州 20-2-3S 凝析气井碳钢油管发生断裂的井下事故,分析认为断裂的主要是 CO₂ 在伴生水的共同作用下发生了腐蚀。2014 年邢四骏等^[7]在渤海修井作业中发现 Y 型生产管柱堵塞器腐蚀,分析认为腐蚀原因为该井含有 11% 的 CO₂ 所致。2018 年郑炜强等^[8]报道了中海油南海 N80 油管接箍腐蚀穿孔现象,分析其根本原因是高矿化度地层水介质中的二氧化碳腐蚀。2019 年李敏等^[9]针对渤海一口同井抽注井 A10 井 3.5 寸油管第 66 根油管接箍腐蚀开裂进行了分析,认为管柱渗氮层破损是油管接箍断裂主要原因,渗氮层破损可能为酸化、渗氮处理工艺不良导致。2020 年方培林等^[10]统计 2013—2017 年间注聚受益井修井井下管柱腐蚀穿孔 14 井次,其中分离器腐蚀断裂 7 井次,腐蚀原因为主要为二氧化碳腐蚀。

注水井相对于油气井而言,其腐蚀因素因水处理工艺过程混入氧气的影响,酸化修井作业频繁等较为复杂。2012 年石卫国等^[11]报道了渤海注聚合物驱油井渗氮油管发现腐蚀穿孔现象,分析认为氧腐蚀是腐蚀穿孔的直接因素,还可能与外管柱外表面在运输或者存储过程硬物磕碰导致的缺陷有关。2015 年代娜等^[12]报道了锦州 25-1 油田注水井 A21 井 2#隔离封隔器上单根筛管中间接箍腐蚀极为严重,分析认为酸腐蚀和电偶腐蚀是接箍及其邻近部分腐蚀的主要原因。2018 年高永华等^[13]研究了绥中 36-1 油田注水井油管腐蚀发现,注水注聚合物井管柱腐蚀现象呈明显的区域性,腐蚀的原因主要是 CO₂ 和次生 H₂S,冲蚀、垢下腐蚀、聚合物、酸化调剖药剂等也是加快油管腐蚀

速度的影响因素。2019 年李媛等^[14]研究注水井油管腐蚀断裂的原因发现,在酸化作业中,使用的缓释酸造成了油管的腐蚀断裂。

根据目前的现场实际作业经验,海洋环境外腐蚀可采用的处理方式较多,涂敷绝氧、牺牲阳极、阴极保护等,技术均比较成熟。受海上平台空间的限制,采油采气井防护方式主要集中于材质防腐,选择与井下环境匹配的管材,节约平台缓蚀剂存储、注入等空间。海上注水井腐蚀防护相对复杂,受影响因素较多,目前没有完备的防护方案,综合考虑成本、环境特征未来非金属管、内衬管,有望在海上注水井中得到应用。

2 海上 CO₂ 环境油井管防腐进展

鉴于我国海上油气田井下单纯含 CO₂ 的特点,通过长期的研究,建立相对完善的防腐技术。基于低铬钢 CO₂ 腐蚀产物 FeCO₃ 膜能够延缓后续腐蚀的发生,腐蚀速率与腐蚀时间呈对数关系,从而建立了短期腐蚀速率向长期腐蚀的转化的方法,使预测的腐蚀速率更接近实际工况。针对我国近海油气田井下环境,室内通过 700 余组实验基于均匀腐蚀速率控制小于 0.125 mm/a 和不发生点蚀原则,建立了包含碳钢、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 共计 5 种常用油井管材的防腐选材图版(如图 1 所示),成功将非 API 标准的 3Cr 油井管引入石油行业。基于实验条件,目前该图版的使用边界条件为氯离子质量浓度低于 25 000 mg/L,高出该质量浓度,则图版不适用。对于超出中海油选材图版的工况,通常是采取实验验证的方法进行防腐设计。冯恒椿等^[15]报道过针对海上东方气田高 CO₂ 分压环境研究超级 13Cr 油套管的腐蚀行为,141 ℃、CO₂ 分压为 27.9 MPa 的条件下,超级 13Cr 的均匀腐蚀速率为 3×10^{-3} mm/a,能满足实际井下工况的使用要求。

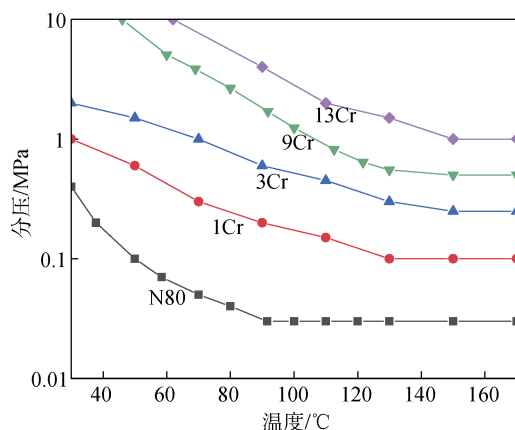


图 1 二氧化碳腐蚀条件下油管和套管材质选择图版^[16]
Fig.1 Material selection chart of tubing and casing under CO₂ corrosion condition^[16]

基于对常规油井管材质的大量 CO₂ 工况,实验研究认为,碳钢、1Cr、3Cr 等低铬钢材质由于铬含量有限,导致铬氧化物保护膜耐蚀作用也是有限的,其腐蚀行为多表现为均匀腐蚀速率高,防腐选材设计要重点关注腐蚀速率,其次是关注局部点蚀,为防止在井下因点蚀缺陷导致应力集中断裂,以不发生点蚀为宜。9Cr、13Cr 及超级 13Cr 铬含量高,其保护性的铬氧化物膜分布相对完整,腐蚀行为通常表现为均匀腐蚀速率低,防腐选材设计重点为防止点蚀。

为准确预测油井管的服役年限,近年来进行了深入研究。2015 年冯恒椿^[17]等针对碳钢和低合金钢在 CO₂ 中的腐蚀速率存在温度转变点(碳钢的转变温度为 80 ℃,1Cr 和 3Cr 为 90 ℃,9Cr 为 110 ℃,13Cr 为 130 ℃),建立了分段腐蚀预测模型,进一步提高了预测精度。2017 年龚宁等^[18]基于 De. Waard 预测腐蚀模型,提出了一套适合于 CO₂ 腐蚀环境下优选套管材质的方法,根据套管强度要求,计算出套管最大腐蚀裕量,最终确定套管材质及壁厚。2018 年王莉^[19]等根据套管钻井期间磨损和逐年腐蚀裕量,开展了服役周期内套管强度校核分析,建立了全寿命周期内套管磨损和腐蚀的计算方法。2019 年徐国贤等^[20]基于对套管表面腐蚀坑形状的规则化表征,采用有限元法,建立了不同形状腐蚀缺陷的套管力学分析模型,用弹塑性理论进行腐蚀后套管剩余抗内压和抗外挤强度求解,从而建立了不同腐蚀缺陷套管剩余强度预测方法。2020 年吴奇兵等^[21]针对渤海油田高含水率期 CO₂ 腐蚀使油管柱壁厚减薄、强度降低问题,基于 ECE 腐蚀预测模型,计算了不同条件下油管的腐蚀速率,建立了腐蚀后剩余强度及服役寿命计算方法。上述研究在确保井下安全的前提下,节约了钢材的用量。

海洋石油开发投资高昂,为降低海上油田开发成本,根据实际生产需要,创新提出上防型、中防型和下防型三种低成本组合材质防腐策略。上防型是指将高级别材质放在管柱上部,其核心是基于风险可控的组合管柱防腐。对于有短期侧钻需求的油气井,如下部套管腐蚀后不会出现压破地层、挤毁套管及产水等风险,上部套管宜采用满足工况的防腐材质,下部套管可降低材质级别,如图 2a 所示。中防型是指将高级别材质放在管柱中部,其核心是基于封隔器屏障的组合管柱防腐。利用生产封隔器在井中形成一道屏障,使封隔器以上的套管不与含腐蚀气体的生产流体接触,宜降低封隔器以上套管材质级别,如图 2b 所示。下防型是指将高级别材质放在管柱下部,其核心是基于温度、分压剖面的组合管柱防腐。油气井生产过程中,从井底到井口温度降低、分压变小,宜根据油气井高峰配产建立井筒温度、分压剖面,结合图版选择不同材质组合防腐,如图 2c 所示。

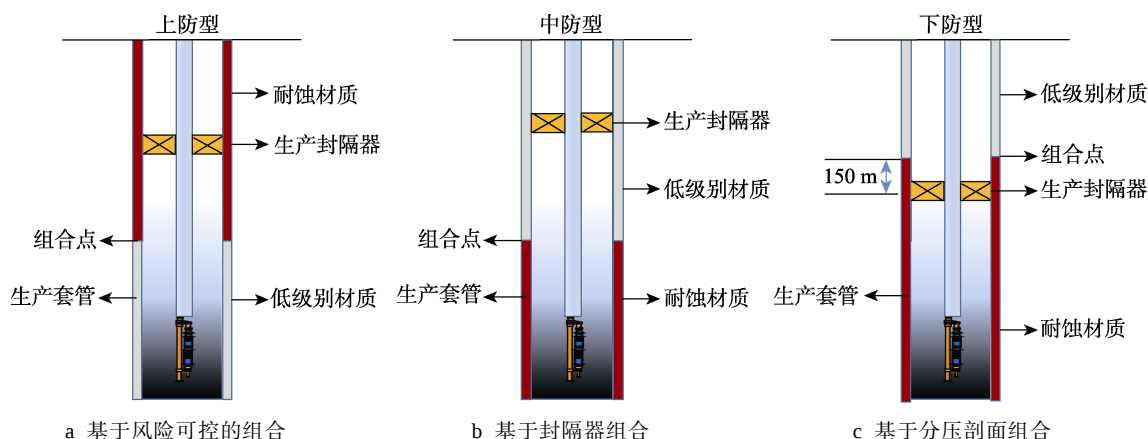


图2 三种组合管柱防腐示意

Fig.2 Schematic diagram of three combined string corrosion protection strategies: a) Combination based on risk control, b) Combination based on packer, c) Combination based on partial pressure profile

井下使用两种金属组合,会导致电偶腐蚀的发生。室内通过电化学试验验证电偶腐蚀。通过图3和图4可以看出,1Cr-13Cr之间的电偶腐蚀电流平均值为 $7.3 \times 10^{-6} \text{ A}$,3Cr-13Cr之间的电偶腐蚀电流为 $5.6 \times 10^{-6} \text{ A}$ 。根据HB 5374—1987《不同金属电偶电流测定方法》中规定的电偶腐蚀敏感性分级,均属于B级腐蚀,电偶腐蚀敏感性很小,电化学腐蚀后,试样表面腐蚀情况如图5所示。

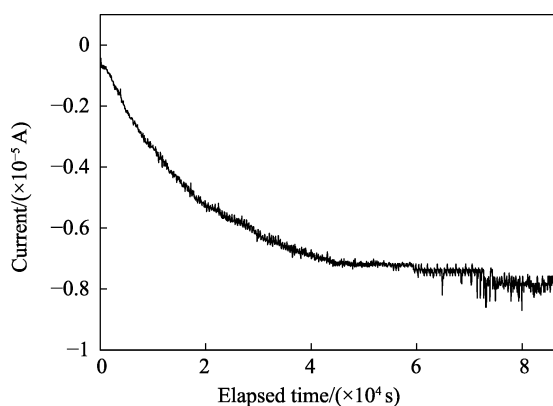


图3 1Cr-13Cr电偶腐蚀倾向电流

Fig.3 Tendentious current of 1Cr-13Cr galvanic corrosion

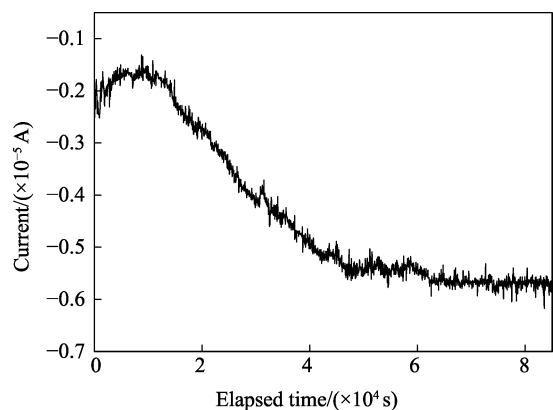


图4 3Cr-13Cr电偶腐蚀倾向电流

Fig.4 Tendentious current of 3Cr-13Cr galvanic corrosion

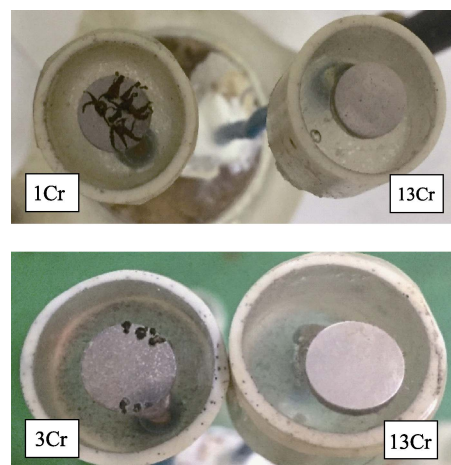


图5 电偶腐蚀后电极表面情况

Fig.5 Electrode surface after galvanic corrosion

为考察组合管柱防腐设计中两种金属电偶腐蚀与环境腐蚀的比例关系,采用高温高压模拟试验验证电偶腐蚀,结果如图6所示。选取试验条件为2.2 MPa的 CO_2 ,温度为 60°C 。通过对比单独腐蚀和组合电偶腐蚀,1Cr的腐蚀速率增加5%,3Cr腐蚀速率增加4.4%,说明电偶腐蚀与腐蚀环境造成的腐蚀相比,占比很小,腐蚀倾向可以忽略不计。对模拟井下环境的电偶腐蚀分析认为,由于13Cr表面存在钝化膜,阴极去极化很慢,因此两种金属间的电子交换很慢,电流密度极低,减缓了电偶腐蚀,相对于环境腐蚀的腐蚀速率,电偶腐蚀可忽略不计。但是由于电偶腐蚀受含水率、温度、表面状态、腐蚀介质等多因素影响,上述结论仅限于大部分我国近海井下环境。笔者曾研究过中东某油田Asmari油层不同材质间的电偶腐蚀情况, 90°C 、 CO_2 分压0.8 MPa、地层水氯离子质量浓度为145 000 mg/L条件,3Cr-13Cr材质连接,接触位置的3Cr腐蚀加重程度增加近45%,大大降低了低电位材质的腐蚀寿命。我国近海油气田地层水氯离子的质量浓度低于25 000 mg/L,中东实例表明了氯离子含量是影响电偶腐蚀的因素之一。目前井下电偶

腐蚀问题尚存争议, 值得广大学者开展更深入的研究、分析与探讨。鉴于此, 实际井下情况电偶腐蚀程度尚需依据具体工况条件而定。

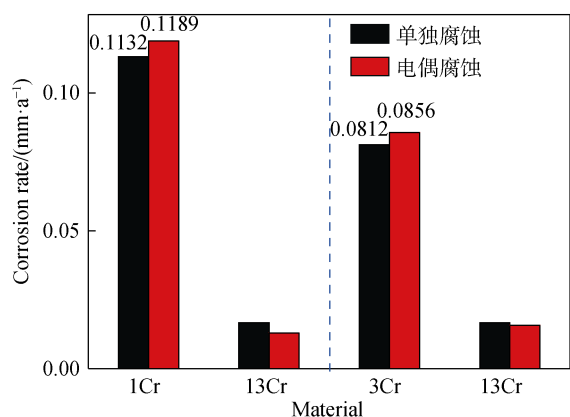


图 6 电偶腐蚀腐蚀速率对比
Fig.6 Comparison of galvanic corrosion rates

目前海上注水井及地面管线防护主要采取注射杀菌剂、缓蚀剂的方式。2012 年郝兰锁等^[22]研究了南海某油田现场注水水质技术指标, 分析认为 SRB 是腐蚀产生的最重要影响因素, 通过定期应用季铵盐复合杀菌剂对整个系统进行杀菌处理, 使油田的腐蚀得到了很好的控制。2016 年李强等^[23]针对文昌 13-1/2 油田地层油水性, 开发了一种适用于现场的含硫双咪唑啉季铵盐类缓蚀剂 SJ-2, 试验显示, 在饱和 CO₂ 介质中, 该缓蚀剂能很好地抑制 X70 钢腐蚀。为加强油气井、注水井井下腐蚀情况的了解, 高永华等^[24]开展了探针技术研究, 开发了在线井下腐蚀监测系统, 以实现井下腐蚀情况的持续监测和实时跟踪, 降低获取腐蚀数据的难度, 减少作业费用和风险。

与硫化氢环境的断裂相比, 二氧化碳环境腐蚀为慢腐蚀, 这给油气井防腐选材不当留有一定的补救措施窗口期。但气井与油井窗口不同, 气井生产中压力是不断下降的, 碳酸亚铁腐蚀产物膜有延缓进一步腐蚀的作用, 因此气井主要在生产初期更换油管或注缓蚀剂等补救。油井受含水率及油品的影响, 当含水率低时, 油为连续相, 基本不发生腐蚀, 因此海上油井通常会在含水率高于 30% 以后开始开展注缓蚀剂或更换油管等补救措施。

3 海上含 H₂S 环境油井管防腐进展

目前勘探发现的中国近海油气田中主要为砂岩油气藏, 其沉积环境决定了含 H₂S 不多, 但由于 H₂S 易产生 SSC 及 SCC 等腐蚀, 考虑海洋环境的特殊性, 对防腐要求更加严格。近年来, 海上含硫环境的油井管研究主要集中于常规油管管的腐蚀规律及服役年限的预测。2012 年车争安等^[25]研究了酸性气田腐蚀孔引起的应力集中对套管强度的影响。当腐蚀孔的开口直径一定时, 套管剩余强度是随着腐蚀孔深度

的增加而逐渐降低的。在腐蚀孔深度一定的条件下, 当腐蚀孔开口直径小于套管壁厚时, 随着腐蚀孔开口直径的增加, 套管剩余强度逐渐减低; 当腐蚀孔开口直径大于套管壁厚时, 随着腐蚀孔开口直径的增加, 套管剩余强度逐渐增加。2016 年林海等^[26]研究了蓬莱油田次生硫化氢环境 L80 油管在 CO₂/H₂S 环境中的腐蚀行为: 随着含水率的增加, L80 腐蚀速率逐渐增大; 随着 H₂S 分压的增加, L80 油管呈现局部腐蚀特征; 随着 CO₂ 分压的增大, L80 油管腐蚀速率变化不明显, 且腐蚀速率较小; 随着温度的升高, L80 油管钢的腐蚀速率先以较大幅度增大后, 再以较小幅度减小。2018 年何松等^[27]研究了 L80、N80、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 等 6 种油井管材质在 0.001~2 MPa 不同 H₂S 分压下的腐蚀规律, 给定油田工况条件下, 材料腐蚀速率均表现为随着硫化氢分压先增高、后下降趋势。在硫化氢防腐中, 碳钢的防点蚀性能在某些条件下优于含 Cr 钢。2018 年冯恒楷等^[28]研究了 T95 技术套管在高温高压高含硫气田井喷和 B 环空气窜两种极限工况的腐蚀条件, 并根据腐蚀速率给出了两种工况的安全处理时间期限。2019 年孙旭涛等^[29]研究了 H₂S 对海洋石油井下管柱腐蚀及设施完整性的影响, 在无 CO₂ 和现有 H₂S 浓度监测数据下, 目标井油管产生 H₂S 腐蚀和点蚀的可能性不大。

与陆地含硫油气田防腐思路相同, 海上含硫油气田防腐极为谨慎, 目前海上低含硫环境与高级别、高成本的管材之间仍然存在巨大矛盾。近年来随复合管技术的进步, 双金属冶金复合管有望解决这一难题, 与镍基合金相比, 抗硫管复合镍基合金的成本仅为前者的 50%。目前用于高含硫环境的 C110 复合 825 双金属管本体已经研究成功, 但接箍连接密封性问题尚未解决。突破接箍处气密封性问题, 应转变传统金属密封思路, 尝试向非金属密封转变, 有望短期内实现冶金双金属复合管在含硫气井的工业化应用。

4 海上热采井腐蚀防护进展

我国海上稠油资源丰富, 常规冷采难以达到预期产量, 需要注蒸汽吞吐开发。受限于海洋平台空间及成本因素, 目前海上热采井有限, 注热及回采过程中的腐蚀问题尚未完全解决, 但通过现有文献报道可知, 目前已经获得一些阶段性认识。2014 年厉嘉滨等^[30]研究了海上高温高压含氧水蒸气对热采井管柱的腐蚀, 在 200、250、300 °C 下, 挂片的腐蚀速率均随含氧量的减少而减小, 因此控制高温腐蚀最主要的办法即是控制含氧量。2018 年耿亚楠等^[31]研究了海上热采井生产阶段和焖井阶段的典型温度工况中套管钢在不同 CO₂ 分压下的腐蚀。在 0.5~4 MPa CO₂ 分压内, 随 CO₂ 分压的增大, 腐蚀电流密度增大, 腐蚀受到促进。相同 CO₂ 分压下, 140 °C 的腐蚀电流密度低于 80 °C 条件下相关值, N80 钢腐蚀受抑制。2018 年陈

毅等^[32]研究了海上热采井套管热应力强度衰减与高温腐蚀叠加条件下的管材选择问题,在 80 ℃、CO₂ 分压最高值为 0.2 MPa, H₂S 分压最高值为 0.0023 MPa 条件下, 1Cr-80、100H、3Cr-110 的安全寿命分别为 3.8、6.5、11.2 a。

稠油属于非常规油气,通常采用热采的生产工艺,其产量仍然有限,有限的产量不支持采用高级别的防腐材质,因此陆地油田稠油热采井多以碳钢、1Cr 材质防腐。海上稠油热采出于安全及服役年限的考虑,多采用 3Cr、13Cr 材质,高昂的防腐管材投资成为限制海上稠油热采规模化开发的因素之一,经济型热采防腐油井管材材质仍然是未来研究热点。

5 结语

海洋石油勘探开发经过多年的技术发展,在井下 CO₂ 腐蚀方面已经取得较深入的认识,在选材方法、选材图版及防腐策略等方面已经走在国内前列。由于海上含硫环境较少,酸性环境的选材尚处在研究中,海上含硫油气井防腐技术上没有取得实质性突破。海上热采井防腐仍然是未来研究的重点方向。伴随国际波动性低油价影响,海上油井管经济性选材矛盾会日益突出,未来的研究方向更倾向于向非 API 标准的新型管材、非金属管材、双金属复合油井管等方向发展。海洋勘探不断向深层进军,高温井下环境的防腐选材,特别是温度介于 180~230 之间的超临界 CO₂ 环境,将成为未来研究的关注热点。

参考文献:

- [1] 杨进, 施山山, 殷启帅, 等. 中国南海油气井隔水导管腐蚀规律研究[J]. 表面技术, 2019, 48(6): 274-281.
YANG Jin, SHI Shan-shan, YIN Qi-shuai, et al. The conductor corrosion law research of oil and gas wells in South China Sea[J]. Surface technology, 2019, 48(6): 274-281.
- [2] 邢希金, 武治强, 吴晓冬, 等. A2 井表层套管腐蚀机理分析与防护对策[J]. 表面技术, 2018, 47(12): 30-36.
XING Xi-jin, WU Zhi-qiang, WU Xiao-dong, et al. Analysis of corrosion mechanism of surface casing of A2 well and protection methods[J]. Surface technology, 2018, 47(12): 30-36.
- [3] 邢希金, 周建良, 刘书杰, 等. 中国近海油套管防腐设计方法优化与防腐新策略[J]. 中国海上油气, 2014, 26(6): 75-79.
XING Xi-jin, ZHOU Jian-liang, Liu Shu-jie, et al. Design method optimization and new strategy for tubing and casing anti-corrosion in China offshore[J]. China offshore oil and gas, 2014, 26(6): 75-79.
- [4] 林海, 许杰, 范白涛, 等. 渤海油田井下管柱 CO₂ 腐蚀规律与防腐选材现状[J]. 表面技术, 2016, 45(5): 97-103.
- [5] 孙爱平, 张强, 沈靖, 等. 南海西部某油井井下油管单根连接失效分析[J]. 腐蚀与防护, 2010, 31(7): 574-577.
SUN Ai-ping, ZHANG Qiang, SHEN Jing, et al. Failure analysis of pipe joint at west oil platform in South China Sea[J]. Corrosion & protection, 2010, 31(7): 574-577.
- [6] 张春阳. 锦州 20-2 凝析气田腐蚀现状及对策[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2012, 32(8): 132-133.
ZHANG Chun-yang. Corrosion status and countermeasures of Jinzhou 20-2 condensate gas field[J]. Chinese petroleum and chemical standards and quality, 2012, 32(8): 132-133.
- [7] 邢四骏, 闫化云, 张颖, 等. 渤海某油田"Y"形生产管柱堵塞器腐蚀原因分析[J]. 全面腐蚀控制, 2014, 28(3): 79-83.
XING Si-jun, YAN Hua-yun, ZHANG Ying, et al. Corrosion analysis of sealed-production plug for Y-tool in Bohai oilfield[J]. Total corrosion control, 2014, 28(3): 79-83.
- [8] 张炜强, 郑华安, 李勇怀, 等. N80 油管接箍腐蚀穿孔失效分析[J]. 涂层与防护, 2018, 39(2): 1-7.
ZHANG Wei-qiang, ZHENG Hua-an, LI Yong-huai, et al. Failure analysis of corrosion on tubing coupling of N80 steel pipe at oil field[J]. Coating and protection, 2018, 39(2): 1-7.
- [9] 李敏, 周小杰, 孙吉星, 等. 渤海某油田油管接箍腐蚀开裂原因与建议[J]. 全面腐蚀控制, 2019, 33(6): 71-76.
LI Min, ZHOU Xiao-jie, SUN Ji-xing, et al. Causes and suggestions for corrosion cracking of tubing couplings in an oilfield in Bohai sea[J]. Total corrosion control, 2019, 33(6): 71-76.
- [10] 方培林, 杨凯, 权宝华, 等. 渤海某油田井下管柱腐蚀原因分析[J]. 涂层与防护, 2020, 41(3): 1-6.
Fang Pei-lin, Yang Kai, Quan Bao-hua, et al. Analysis of downhole string corrosion in oilfield of Baohai sea[J]. Coating and protection, 2020, 41(3): 1-6.
- [11] 石卫国, 仇朝军, 闫化云, 等. 渤海某油田井下管柱腐蚀失效分析[J]. 全面腐蚀控制, 2012, 26(2): 7-10.
SHI Wei-guo, QIU Zhao-jun, YAN Hua-yun, et al. Bohai oilfield downhole pipe column corrosion failure analysis[J]. Total corrosion control, 2012, 26(2): 7-10.
- [12] 代娜, 刘成, 厉嘉滨, 等. 海上某油田单井油管变扣腐蚀穿孔失效分析[J]. 全面腐蚀控制, 2015, 29(5): 66-76.
DAI Na, LIU Cheng, LI Jia-bin, et al. The corrosion failure analysis of single well tubing change button in certain offshore oil field[J]. Total corrosion control, 2015, 29(5): 66-76.
- [13] 高永华, 于洪旭, 李康, 等. 绥中 36-1 油田注水井管材料腐蚀机理分析及应对措施[J]. 涂层与防护, 2018, 39(1): 1-5.
GAO Yong-hua, YU Hong-xu, LI Kang, et al. Corrosion mechanism and countermeasure of pipe in water-injection well of Suizhong 36-1 oilfield[J]. Coating and protection, 2018, 39(1): 1-5.

- tion, 2018, 39(1): 1-5.
- [14] 李媛, 周小杰, 孙吉星, 等. 海上某油田注水井油管腐蚀断裂原因分析[J]. 涂层与防护, 2019, 40(11): 10-13.
LI Yuan, ZHOU Xiao-jie, SUN Ji-xing, et al. Cause analysis of pipe corrosion and fracture of water injection well in offshore oilfield[J]. Coating and protection, 2019, 40(11): 10-13.
- [15] 冯恒楷, 邢希金, 谢仁军, 等. 高 CO₂ 分压环境超级 13Cr 的腐蚀行为[J]. 表面技术, 2016, 45(5): 72-78.
FENG Huan-zhi, XING Xi-jin, XIE Ren-jun, et al. Corrosion behavior of super 13Cr stainless steel in environment with high CO₂ level[J]. Surface technology, 2016, 45(5): 72-78.
- [16] Q/HS 14015—2018, 海上油气井油管和套管防腐设计指南[S].
Q/HS 14015—2018, Guideline for tubing and casing anticorrosion design of offshore oil and gas wells[S].
- [17] 冯恒楷, 邢希金, 闫伟. 中国海上油套管 CO₂ 分段腐蚀预测模型研究[J]. 石油机械, 2015, 43(8): 87-92.
FENG Huan-zhi, XING Xi-jin, YAN Wei. Segmented prediction model for CO₂ corrosion of offshore tubing and casing[J]. China petroleum machinery, 2015, 43(8): 87-92.
- [18] 龚宁, 张启龙, 李进, 等. 二氧化碳腐蚀环境下套管选材新方法及应用[J]. 表面技术, 2017, 46(10): 224-228.
GONG Ning, ZHANG Qi-long, LI Jin, et al. New method of casing selection in carbon dioxide corrosion environment and its application[J]. Surface technology, 2017, 46(10): 224-228.
- [19] 王莉, 田洪捷, 窦树霞, 等. 油气井全寿命周期内套管磨损和腐蚀计算方法[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(13): 143-144.
WANG Li, TIAN Hong-jie, DOU Shu-xia, et al. Calculation method of casing wear and corrosion in oil and gas well life cycle[J]. Chinese petroleum and chemical standards and quality, 2018, 38(13): 143-144.
- [20] 徐国贤, 谢仁军, 吴怡, 等. 不同腐蚀缺陷套管剩余强度预测方法研究[J]. 石油机械, 2019, 47(7): 122-127.
XU Guo-xian, XIE Ren-jun, WU Yi, et al. Prediction method of residual strength of casing with different corrosion defects[J]. China petroleum machinery, 2019, 47(7): 122-127.
- [21] 吴奇兵, 何睿, 陈泽光, 等. 渤海油田油管腐蚀规律及剩余强度研究[J]. 石油管材与仪器, 2020, 6(2): 69-74.
WU Qi-bing, HE Rui, CHEN Ze-guang, et al. Corrosion law and residual strength of tubing in Bohai oilfield[J]. Petroleum tubular goods & instruments, 2020, 6(2): 69-74.
- [22] 郝兰锁, 明云峰, 徐应波, 等. 海上油田腐蚀探析及防护[J]. 工业水处理, 2012, 32(6): 74-76.
HAO Lan-suo, MING Yun-feng, XU Ying-bo, et al. Analysis on the corrosion in offshore oilfields and its protection[J]. Industrial water treatment, 2012, 32(6): 74-76.
- [23] 李强, 张晓霞, 廖粤, 等. 含硫双咪唑啉季铵盐缓蚀剂的缓蚀性能研究[J]. 长江大学学报(自科版), 2016, 13(34): 46~50.
LI Qiang, ZHANG Xiao-xia, LIAO Yue, et al. Study on the performance and mechanism of corrosion inhibitor of sulfur quaternary ammonium bis-imidazoline[J]. Journal of Yangtze University (natural science edition), 2016, 13(34): 46~50.
- [24] 高永华, 石卫国, 陈钦伟, 等. 在线井下腐蚀监测技术研究[J]. 涂层与防护, 2018, 39(11): 9-14.
GAO Yong-hua, SHI Wei-guo, CHEN Qin-wei, et al. Research on online downhole corrosion monitoring technology[J]. Coating and protection, 2018, 39(11): 9-14.
- [25] 车争安, 张智, 陈胜宏, 等. 酸性气田开发中腐蚀对套管强度的影响[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(4): 114-118.
CHE Zheng-an, ZHANG Zhi, CHEN Sheng-hong et al. Analysis on the influence of corrosion on casing strength in acidic gas field development[J]. Oil drilling & production technology, 2012, 34(4): 114-118.
- [26] 林海, 许杰, 幸雪松, 等. L80 油管钢在 CO₂/H₂S 环境中的腐蚀行为[J]. 表面技术, 2016, 45(5): 84-90.
LIN Hai, XU Jie, XING Xue-song, et al. Corrosion behavior of L80 tubing steel in CO₂/H₂S environment[J]. Surface technology, 2016, 45(5): 84-90.
- [27] 何松, 邢希金, 刘书杰, 等. 硫化氢环境下常用油井管材质腐蚀规律研究[J]. 表面技术, 2018, 47(12): 14-20.
HE Song, XING Xi-jin, LIU Shu-jie, et al. Corrosion rules of commonly used oil well pipes in hydrogen sulfide environment[J]. Surface technology, 2018, 47(12): 14-20.
- [28] 冯恒楷, 邢希金, 谷林, 等. 高温高压高含硫气井 T95 技术套管腐蚀实验研究[J]. 表面技术, 2018, 47(12): 21-29.
FENG Huan-zhi, XING Xi-jin, GU Lin, et al. Corrosion behavior of T95 casing in high temperature, high pressure and high H₂S condition[J]. Surface technology, 2018, 47(12): 21-29.
- [29] 孙旭涛, 刘峰. 井下管柱硫化氢腐蚀特点分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(11): 120-121.
SUN Xu-tao, LIU Feng. Analysis of hydrogen sulfide corrosion characteristics of downhole string[J]. Chinese Petroleum and chemical standards and quality, 2019, 39(11): 120-121.
- [30] 厉嘉滨, 李敏, 高大义, 等. 海上某油田高温高压水蒸汽对热采井管柱腐蚀问题研究[J]. 全面腐蚀控制, 2014, 28(12): 54-60.
LI Jia-bin, LI Min, GAO Da-yi, et al. The research of steam corrosion behavior in thermal recovery wells under high temperature and high pressure condition[J]. Total corrosion control, 2014, 28(12): 54-60.
- [31] 耿亚楠, 文泽宙, 邢希金, 等. N80 套管在热采条件下的腐蚀电化学研究[J]. 表面技术, 2018, 47(12): 37-43.
GENG Ya-nan, WEN Ze-zhou, XING Xi-jin, et al. Corrosion electrochemical characteristics of N80 casing steel under the condition of thermal recovery[J]. Surface technology, 2018, 47(12): 37-43.
- [32] 陈毅, 许杰, 贾立新, 等. 海上热采井套管热应力强度衰减与高温腐蚀叠加条件下的管材优选研究[J]. 表面技术, 2018, 47(2): 195-201.
CHEN Yi, XU Jie, JIA Li-xin, et al. Casing selection for thermal wells under condition of thermal strength attenuation and high temperature corrosion in offshore oilfield[J]. Surface technology, 2018, 47(2): 195-201.