

## A2 井表层套管腐蚀机理分析与防护对策

邢希金<sup>1</sup>, 武治强<sup>1</sup>, 吴晓冬<sup>2</sup>, 贾小兰<sup>2</sup>, 耿亚楠<sup>1</sup>

(1.中海石油(中国)有限公司北京研究中心, 北京 100028;

2.中国石油大学(北京), 北京 102249)

**摘要:** **目的** 通过对 A2 井表层套管外腐蚀产物组分化验与电化学测试, 确认其腐蚀原因, 并结合现场实际情况制定防护措施。**方法** 对收集到的腐蚀产物进行能谱元素、XRD 组分分析, 并参考 NACE-TM0194—2014 和 SY/T 0532—2012 进行 SRB、TGB 分析。**结果** 能谱分析显示, 腐蚀产物主要由氧、铁、碳元素组成, 其次还含有少量钠、钾、氯、硫元素; XRD 分析显示, 腐蚀产物主要成分为  $\text{BaSO}_4$ 、 $\text{Fe}_2\text{O}_3$  和  $\text{FeS}$ ; 细菌化验显示, 腐蚀产物中含有 SRB 和 TGB, 具备通过微生物代谢提供  $\text{H}_2\text{S}$  的条件。实际检测 A2 井涂敷防腐实施后, 表面腐蚀得到明显控制。**结论** A2 井表层套管外腐蚀产物主要为  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  和  $\text{FeS}$ , 腐蚀的主要原因为大气环境氧腐蚀, 次要原因是细菌作用产生的次生硫化氢腐蚀, 产物中大量的重晶石和少量的无机盐来源于钻井液, 海水为细菌提供了来源。基于腐蚀产物分析结果, 采取的主要防护措施是隔绝大气和水。通过对石油管道涂敷技术调研分析, 结合 A2 井作业空间, 提供了一种 STOPAQ 防腐膏挤注与涂敷防护方案。该技术操作安全方便, 无需对腐蚀面进行特殊预处理, 作业过程中无需停产。

**关键词:** 井口抬升; 表层套管; 外腐蚀; 氧腐蚀; SRB; 涂敷防腐

**中图分类号:** TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2018)12-0030-07

**DOI:** 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2018.12.005

## Analysis of Corrosion Mechanism of Surface Casing of A2 Well and Protection Methods

XING Xi-jin<sup>1</sup>, WU Zhi-qiang<sup>1</sup>, WU Xiao-dong<sup>2</sup>, JIA Xiao-lan<sup>2</sup>, GENG Ya-nan<sup>1</sup>

(1.Beijing Research Center of CNOOC (China) Co., Ltd, Beijing 100028, China;

2.China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

**ABSTRACT:** The work aims to analyze and confirm the corrosion causes by component test and electrochemical test of external corrosion products in the surface casing of A2 well and prepare the anti-corrosion measures according to the analysis result and the actual situation of the site. Energy spectrum element analysis and XRD component analysis were carried out on the collected corrosion product, and SRB and TGB analysis were also performed with reference to NACE-TM0194—2014 and SY/T 0532—2012. From the energy spectrum analysis, corrosion products mainly consisted of O, Fe and C elements, as well as a small amount of Na, K, Cl and S elements. XRD analysis showed that the main components of corrosion products were  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  and  $\text{FeS}$ . Bacteriologic examination revealed that the corrosion products contained SRB and TGB, which provided the

收稿日期: 2018-07-19; 修订日期: 2018-09-13

Received: 2018-07-19; Revised: 2018-09-13

基金项目: 国家科技重大专项 (2017ZX05032-004)

Fund: National Science and Technology Major Project (2017ZX05032-004)

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.

通讯作者: 耿亚楠 (1968—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向石油钻井。邮箱: geyn@cnooc.com.cn

Corresponding author: GENG Ya-nan (1968—), Male, Master, Senior engineer, Research focus: oil drilling. E-mail: geyn@cnooc.com.cn

conditions for  $H_2S$  through microbial metabolism. The external corrosion products of the surface casing of A2 well are mainly  $Fe_2O_3$  and  $FeS$ . The main cause of corrosion is oxygen corrosion, and minor cause is secondary sulfide corrosion generated by bacterial action. A large amount of barite and a small amount of inorganic salts in the product are from drilling fluid, and sea-water provides a source of bacterial. Based on the results of corrosion product analysis, the main anti-corrosion measure is to isolate the air and water from the surface casing. Based on the research and analysis of oil pipeline coating technology and combined with the survey of A2 well operation space, a kind of STOPAQ anti-corrosion plaster and coating protection scheme is provided. The scheme is safe and convenient to operate without special precondition on erosional surface and no decommission. The surface erosion has been obviously controlled by the actual testing of corrosion resistance measures for surface casing of the A2 well.

**KEY WORDS:** wellhead uplifting; surface casing; external corrosion; oxygen corrosion; SRB; coating anti-corrosion

在油气井生产过程中,钢铁的热胀冷缩效应导致井口抬升现象屡见不鲜,特别是稠油热采井和高温高压井<sup>[1-3]</sup>。海上油气田虽然表层存在一层海水,但是井口抬升问题仍然存在,董铁军<sup>[4]</sup>分析了海上稠油热采井井口抬升的原因,认为套管环空压力也是重要的影响因素。海洋平台井口抬升后,表层套管会暴露在湿环境中,势必造成腐蚀问题,如不及时加以防护,会给安全生产带来危害。A2 井是印度尼西亚海上某气田的一口高温高压含硫化氢采气井,所生产的天然气中,二氧化碳含量为 6.59%,硫化氢含量为 4500 ppm,储层温度为 152 °C,储层压力 8058 psi,腐蚀气体的  $CO_2$  分压为 3.63 MPa,  $H_2S$  分压为 0.25 MPa。由外到内套管程序依次为: 30 英寸公称重量为 309.7 lb/ft 的 B 钢级隔水导管,扣型为快速扣; 20 英寸公称重

量为 117 lb/ft 的 K55 钢级表层套管,扣型为快速扣; 13-3/8 英寸公称重量为 68 lb/ft 的 L80 钢级技术套管,扣型为 BTC; 9-5/8 英寸公称重量为 47 lb/ft 的 T95 钢级技术套管,扣型为气密扣; 7 英寸公称重量为 32 lb/ft 和 29 lb/ft 组合的 P110 钢级 SM2535 镍基合金生产套管,扣型为气密扣。A2 井投产后,由于井口区温度升高导致井口抬升,20 寸表层套管露出,裸露部分腐蚀明显。根据海上气井安全生产要求,需要对该腐蚀区域进行防护,以确保井筒的完整性<sup>[5-6]</sup>。为采取正确的防护措施,本文对腐蚀产物进行采样与分析化验,采集的腐蚀产物位置及外观如图 1 所示,腐蚀产物为土黄色块状固体,通过深入分析腐蚀原因,制定了现场处理措施。

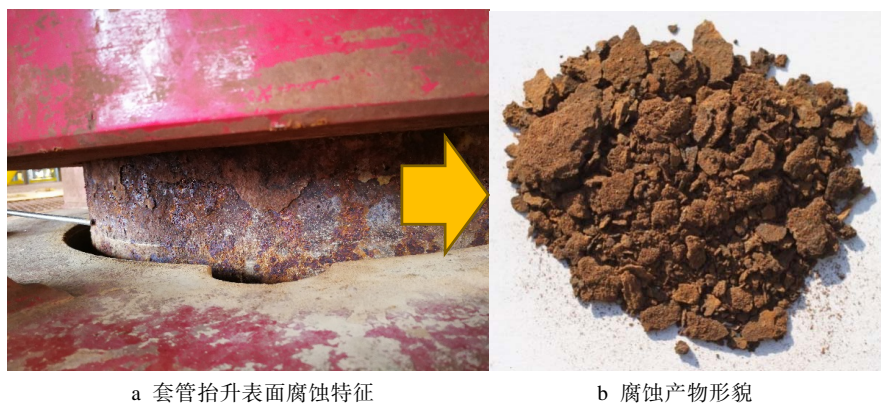


图 1 20 寸表层套管外腐蚀形貌与腐蚀产物

Fig.1 Corrosion morphology and corrosion products of 20-inch surface casing:  
a) corrosion characteristics of casing lift surface; b) corrosion product morphology

## 1 实验方法

现场收集 K55 钢表面的腐蚀产物样品在实验室内开展微观形貌分析、能谱成分分析、XRD 成分分析、腐蚀产物细菌检测及电化学测试。利用 FEI Quanta 200F 型扫描电镜 (SEM) 和 ISIS 型能谱仪 (EDS) 观察金相组织和微观腐蚀特征,分析腐蚀产

物成分; 利用 Bruker 公司 D8 Focus 型 X-射线衍射 (XRD) 分析腐蚀产物以及沉积物结构。

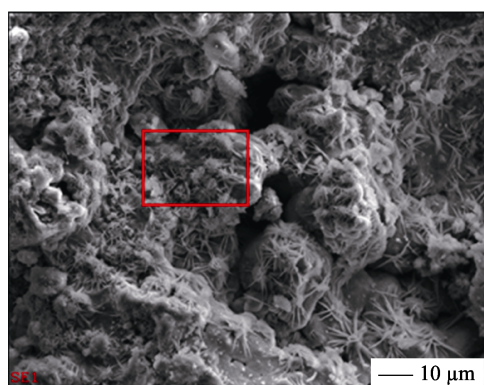
参考标准 NACE-TM0194—2014<sup>[7]</sup>和 SY/T 0532—2012<sup>[8]</sup>开展 SRB、TGB 实验检测。首先称取腐蚀产物样品 0.1 g 放入 10 mL 水中,用超声振动 30 min,使腐蚀产物均匀细小地分散在水中,然后抽取 1 mL 溶液,注入微生物测试瓶中,检测腐蚀产物中的微生物。

## 2 实验结果分析与讨论

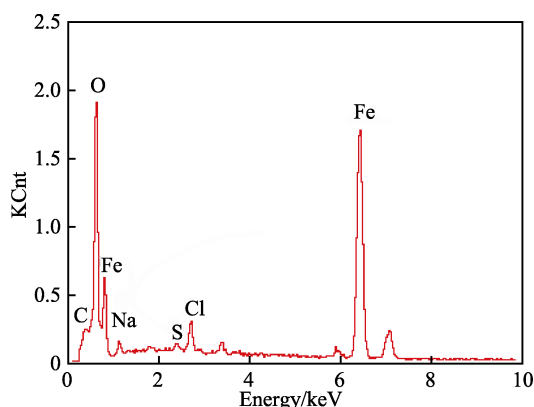
### 2.1 腐蚀产物能谱分析

图 2a 是 A2 井套管表面腐蚀产物的 SEM 形貌。由图可知, 腐蚀产物没有明显的晶体特征, 其中放射状物质与微生物生长过程中形成的生物膜非常形似。进一步利用能谱分析发现, 主要元素为氧、铁、碳(如图 2b 和表 1 所示), 表明腐蚀产物的主要成分为铁的氧化物或碳氧化物; 次要元素为氯和钠, 表明产物中混有氯化钠; 少量元素中有硫和钾, 表明产物中存在

少量硫化铁及氯化钾。由能谱分析推断, 腐蚀产物的构成为铁的氧化物、少量铁的硫化物和铁的碳酸盐以及 NaCl、KCl 等无机盐成分。腐蚀产物中无机盐的出现表明腐蚀环境中含有盐水。根据钻井作业过程可知, 环空在固井作业过程中发生过漏失, 即水泥并没有完全返到井口, 而环空中充填的液体主要为钻井液及少部分固井水泥的混浆, 无机盐的来源就是海水配制的钻井液和为增加钻井液体系抑制性而添加的无机盐, 套管在被抬升过程中腐蚀发生, 同时, 由于套管热散失水分蒸发, 盐水中的 NaCl 和 KCl 被留存在腐蚀产物中。



a 腐蚀产物扫描电镜形貌



b 腐蚀产物能谱图

图 2 腐蚀产物能谱结果

Fig.2 Energy spectrum results of corrosion product: a) SEM morphology; b) EDS

表 1 腐蚀产物中的化学元素含量

Tab.1 Chemical element content in corrosion products

Element	Wt%	At%
C	07.82	19.61
O	19.81	37.33
Na	02.62	03.44
S	01.01	00.95
Cl	03.76	03.20
K	01.73	01.34
Fe	63.24	34.13

图 3 是模拟套管海水腐蚀环境, 在无氧和有氧两种条件下 K55 的动电位极化曲线。可以发现, 有氧环境相对于无氧环境, 腐蚀电流密度更大, 说明有氧环境对 K55 钢比无氧环境的腐蚀能力更强。对极化曲线进行拟合, 所得的电化学参数列于表 2。从表 2 中可以看出, K55 在有氧环境中的腐蚀电流密度为  $0.016 \text{ mA/cm}^2$ , 在无氧环境中为  $0.0036 \text{ mA/cm}^2$ , 表明 K55 在有氧环境中的腐蚀速率有显著的提高, 更容易发生腐蚀, 这与现场情况一致。

### 2.2 XRD 分析

对 A2 井表层套管外腐蚀产物晶体结构进行

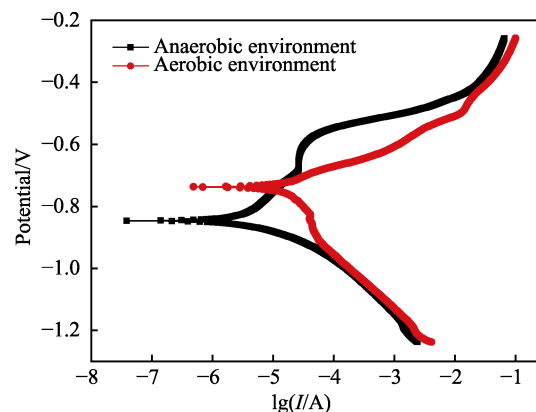


图 3 电化学测试

Fig.3 Electrochemical test

表 2 电化学参数

Tab.2 Electrochemical parameters

Condition	Tafel slope $b_a/\text{mV}$	Tafel slope $b_c/\text{mV}$	Self-corrosion current density $(\text{mA}\cdot\text{cm}^{-2})$
Anaerobic environment	143.91	63.43	0.0036
Aerobic environment	58.39	179.03	0.016

XRD 分析, 结果如图 4。由图可知, 腐蚀产物主要特征峰为  $\text{BaSO}_4$ , 为重晶石成分, 其他腐蚀产物为  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  和  $\text{FeS}$ , 与能谱有所差异。腐蚀产物中含重晶石, 分



析作业过程可知,重晶石的来源是钻井液为平衡地层压力所添加的加重材料,20 寸套管固井过程中有钻井液及加重材料粘附在套管外壁,套管被抬升后,其未被剥离,一直保留在腐蚀产物中。XRD 证实了能谱分析产物中含有  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  和  $\text{FeS}$ , 其中  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  为 K55 钢在大气中被氧化的结果,而  $\text{FeS}$  的存在则表明腐蚀环境中存在硫化氢。此外,分析还发现,虽然 A2 井生产的天然气成分中含硫化氢,但 20 寸表层套管为最外层套管,所生产的天然气不可能泄漏至该层套,因此该  $\text{FeS}$  产物的存在可能与其他硫化氢来源有关。

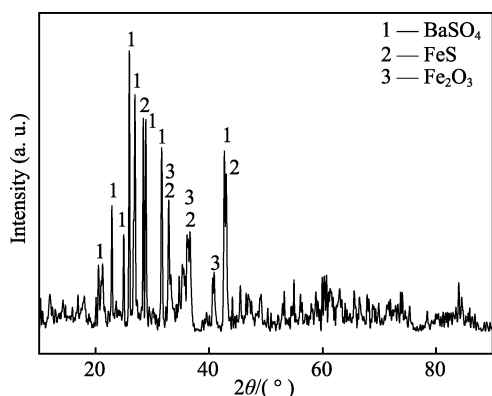


图 4 腐蚀产物 XRD 分析结果

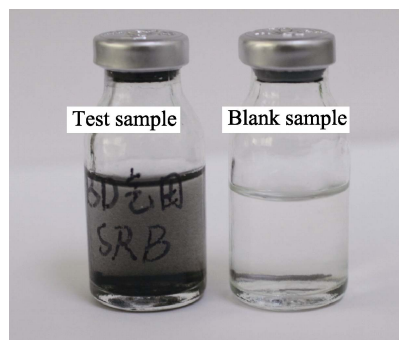
Fig.4 Results of XRD analysis of corrosion products

能谱分析是对腐蚀产物表面进行分析,产物表面接触海水,会附着一层盐类,结果中会有 Na、Cl 等元素。而 XRD 分析是将腐蚀产物研磨成粉后进行分析,主要峰是氧化铁、硫化亚铁等腐蚀产物和  $\text{BaSO}_4$ , 因此未能检测出盐类物质。

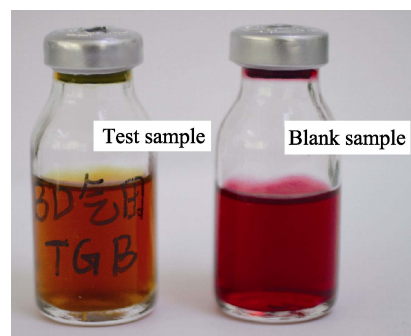
## 2.3 细菌分析

为考察能谱分析与 XRD 分析中  $\text{FeS}$  的来源,开展 SRB、TGB 实验检测,结果如图 5 所示。结果显示,与空白样对比,无论是 SRB, 还是 TGB, 均发生了变色,表明腐蚀环境中存在细菌,其代谢生成的  $\text{H}_2\text{S}$  为产物成分中的  $\text{FeS}$  提供了硫元素<sup>[9-10]</sup>。SRB、TGB 菌会存活于 A2 井套管环空中充填的钻井液中,且井口区存在适宜的温度条件,使细菌得以繁殖,微生物代谢产生了  $\text{H}_2\text{S}$ 。

此外,细菌的存在本身也具有腐蚀性。对于硫酸盐还原菌(SRB)而言,其腐蚀机理主要表现为阴极的去极化作用,即在缺氧条件下,使金属表面的氢原子氧化而被去除,从而加速腐蚀过程。腐生菌(TGB)则是一种混合型好氧异养菌,易于在水环境中生长、繁殖。腐生菌腐蚀机理通常表现为代谢产物形成的氧浓差电池<sup>[11-12]</sup>,即腐生菌通过分泌粘性物质,并与其他细菌及代谢分泌物积累形成膜状沉淀污垢粘附在表层套管上,最终在湿环境下形成氧浓差电池腐蚀套管。此外,腐生菌还能为厌氧菌创造局部厌氧环境,促进 SRB 的生长和繁殖,加速微生物腐蚀速率。



a SRB检测结果

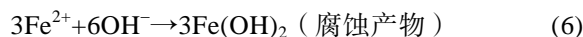
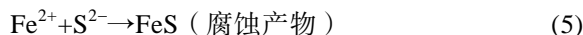
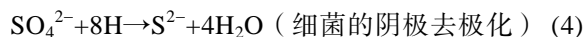
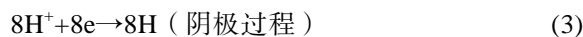
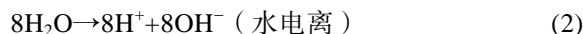
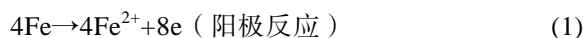


b TGB检测结果

图 5 腐蚀产物细菌检测结果

Fig.5 Bacterial test results of corrosion products: a) test results of SRB; b) test results of TGB

Kuhr 等人在 1934 年提出的阴极去极化理论是目前最主要的一种防腐机理。阴极去极化理论从腐蚀机理方面解释了 SRB 在作阴极的金属表面的作用:金属原子转化为金属离子,金属离子进入溶液与溶液中的二价负硫离子相结合,反应生成二次腐蚀产物(硫化亚铁和氢氧化亚铁),而这些产物会在金属表面形成松软的腐蚀瘤,进而形成浓差电池,这进一步加快了金属的腐蚀过程<sup>[13-14]</sup>。具体分析过程如式(1)~(6)所示:



理论表明,细菌的存在会加重材料腐蚀。结合电化学手段,在溶液中加入细菌,对碳钢材料进行腐蚀测试。未加细菌、仅加 SRB、同时加入 SRB 和 TGB 三种条件下的电化学测试结果如图 6 所示。由图可知,加入细菌后,腐蚀电流减小。这是因为细菌首先在材料表面形成均匀的生物膜(如图 7a),短时间内抑制了腐蚀,但随着时间延长,细菌会在生物膜下面产生点蚀<sup>[15-16]</sup>(如图 7b),从而加重腐蚀。而加入 SRB+TGB 混合细菌比加入 SRB 单种细菌的腐蚀电流更大,更容易腐蚀。

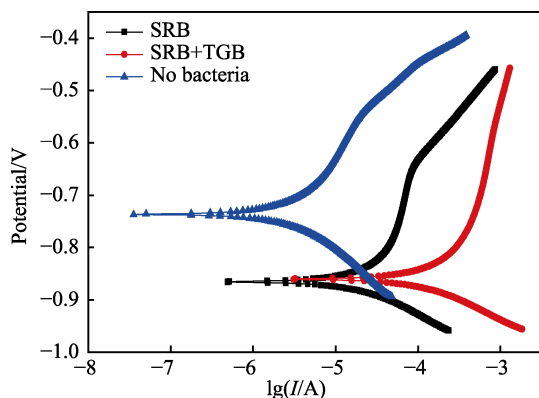
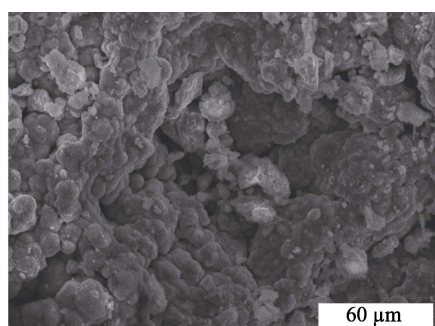
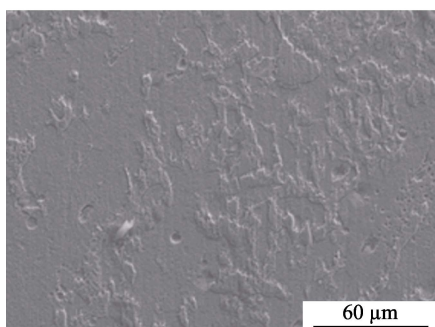


图6 加入细菌后的电化学测试  
Fig.6 Electrochemical test after addition of bacteria



a 生物膜形貌



b 去除生物膜后表面形貌

图7 SRB+TGB 电化学7天后材料表面形貌

Fig.7 Surface morphology of SRB+TGB after electrochemistry for 7 days: a) biofilm morphology; b) morphology after removal of post-biofilm surface

### 3 现场处理措施

根据上述腐蚀原因分析,需要通过涂敷隔绝大气中的氧腐蚀,抽出环空中的水相来防止细菌滋生导致的次生硫化氢腐蚀。而对于类似A2井表层套管外腐蚀的情况,通过分析调研发现,石油管道主要采取涂敷防腐技术。刘慧英<sup>[17]</sup>总结了石油管道常用的非金属材料涂敷防腐法,如焦油沥青、溶剂性涂料、粉末涂料等,其中环氧粉末涂敷应用较为广泛。相政乐等<sup>[18]</sup>介绍了3种防腐涂敷中的钢管表面化学预处理,包括磷酸洗、铬酸盐钝化及硅烷化学处理工艺。从收集到的文献可知,涂敷技术与工艺主要集中在工厂内完成,而对生产套管原地实施涂敷防腐的文献鲜有报

道。另外,对A2井这种狭小异构空间而言,防腐涂敷既不利于清理,也不便于传统的防腐带绑定,因此需要选择一种易于挤注的防腐材料。Dethlefs等<sup>[17]</sup>给出一种STOPAQ防腐膏,该技术具有对环境友好、方便狭小空间的挤注、不需要特殊预处理及服役寿命长等特点。袁春等<sup>[20]</sup>开展了同类防腐膏产品研发,并且提供了该防腐材料在法兰、螺栓等异构空间的应用实例<sup>[19-20]</sup>,目前,利用该涂敷材料开发的防腐带等防腐技术已经得到广泛的应用<sup>[23-27]</sup>。

考虑到30寸套管与20寸套管之间的作业空间狭小,同时基于上述调研及考虑产品的成熟度,本文为现场提供了一种STOPAQ防腐膏挤注与涂敷防护方案。目前,20寸A2井表层套管外防腐作业已经结束。防腐处理工艺流程为:机械除锈作业—腐蚀区干燥—防腐膏挤注—防腐带绑缚。现场作业程序为:1)对需要挤注的空间进行清水冲洗,冲出落在环空中的腐蚀产物;2)用毛细管抽出其中多余的水,利用井筒高温自然烘干,处理过程中由于预测烘干时间比实际长,为防止发生进一步腐蚀,在挤注防腐膏之前,进行临时的防锈喷涂,如图8所示;3)向未露出部分挤注STOPAQ防腐膏,露出部分使用防腐带缠绕。由于防腐涂敷未涉及热工作业,因此该涂敷过程未对生产造成影响。该工艺将消除套管抬升所导致的缝隙积水,防止形成电化学腐蚀环境,此外,防腐膏还能在金属表面形成疏水和钝化层,进一步保护基体。防腐带则对暴露在外的套管起到物理隔绝和缓蚀的作用。该工艺能物理隔绝微生物在金属表面的附着,消除微生物腐蚀对套管的危害。该技术应用以后,套管抬升后的表面腐蚀明显得到控制,确保了油井的安全。



图8 防腐膏挤注前A2井临时涂刷的防锈涂料  
Fig.8 Temporary rust-proofing paint on well A2 before squeezing anticorrosion plaster

### 4 结论

1) 通过对A2井表层套管腐蚀产物能谱和XRD分析发现,腐蚀产物主要为 $\text{Fe}_2\text{O}_3$ 和 $\text{FeS}$ ,产物中大量的重晶石和少量的无机盐来源于钻井液。细菌检测腐蚀产物中含有SRB和TGB,海水为细菌提供了来源。套管外发生的腐蚀主要是大气环境氧腐蚀导致,次要原因是细菌作用产生的次生硫化氢腐蚀。

2) 基于腐蚀产物分析结果,采取的主要防护措施

施是隔绝大气和水,通过对石油管道涂敷技术调研分析,并结合A2井作业空间,提供了一种STOPAQ防腐膏挤注与涂敷防护方案,该技术操作安全方便,作业过程中无需停产,措施实施后,腐蚀明显得到控制。

### 参考文献:

- [1] 何铁果. 高温高压大产量气井井口抬升预测及风险分析研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.  
HE Yi-guo. Prediction and risk analysis of high-temperature and high-pressure gas wells[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [2] 龚宁, 李进, 陈毅, 等. 海上油田生产井口抬升原因分析及对策研究[J]. 石油机械, 2017, 45(6): 51-55.  
GONG Ning, LI jin, CHEN Yi, et al. Analysis and strategy research on wellhead rising of offshore production well[J]. China petroleum machinery, 2017, 45(6): 51-55.
- [3] 张智, 王汉. 考虑环空热膨胀压力分析高温高压气井井口抬升[J]. 工程热物理学报, 2017, 38(2): 267-276.  
ZHANG Zhi, WANG Han. Analysis of wellhead growth considering the annulus thermal expansion pressure in HPHT gas wells[J]. Journal engineering thermophysics, 2017, 38(2): 267-276.
- [4] 董铁军. 海上气井井口抬升预测技术研究及应用[J]. 中国高新科技, 2018(2): 47-51.  
DONG Tie-jun. The research and application of offshore gas well mouth lift prediction technology[J]. China high-tech, 2018(2): 47-51.
- [5] 刘阳, 王啸, 许杰, 等. 渤海凝析油气藏探井转开发井防腐技术研究[J]. 表面技术, 2018, 47(10): 249-255.  
LIU Yang, WANG Xiao, XU Jie, et al. Anti-corrosion techniques for transition from exploration well to development well in condensate reservoirs in Bohai sea[J]. Surface technology, 2018, 47(10): 249-255.
- [6] 李雪, 朱庆杰, 周宁, 等. 油气管道腐蚀与防护研究进展[J]. 表面技术, 2017, 46(12): 206-217.  
LI Xue, ZHU Qing-jie, ZHOU Ning, et al. Oil-gas pipe corrosion and protection[J]. Surface technology, 2017, 46(12): 206-217.
- [7] NACE TM0194—2014, Field monitoring of bacterial growth in oil and gas systems[S].
- [8] SY/T 0532—2012, 注入水细菌分析方法(绝迹稀释法)[S].  
SY/T 0532-2012, Analysis method of the bacteria for oil-field injecting water (disappearing dilution method)[S].
- [9] WAGNER P, LITTLE B. Impact of alloying on micro-biologically influenced corrosion—A review[J]. Materials performance, 1993, 32(9): 65-68.
- [10] HADLEY R F. Microbiological anaerobic corrosion of steel pipeline[J]. Oil and gas jour, 1939, 38(19): 92-96.
- [11] VON WOLZOGEN KÜHR C A H, VAN DER VLUGT L S. Aerobic and anaerobic iron corrosion in water mains[J]. Journal: American water works association, 1953, 45(1): 33-46.
- [12] BOOTH G, TILLER A. Cathodic characteristics of mild steel in suspensions of sulphate-reducing bacteria[J]. Corrosion science, 1968, 8(8): 583-600.
- [13] MARUTHAMUTHU S, DHANDAPANI P, KAMALA-SEKARAN S, et al. Role of ureolytic bacteria on corrosion behavior of fretted grade 880 mild steel rail[J]. Engineering failure analysis, 2013, 33(5): 315-326.
- [14] STARKEYR L. The general physiology of the sulfate-reducing acteria in relation to corrosion[J]. Producers monthly, 1958, 22: 12-16.
- [15] HARDY J A, BOWN J L. The corrosion of mild steel by biogenic sulfide films exposed to air[J]. Corrosion, 1984, 40: 650-654.
- [16] IVERSON W P. Microbial corrosion of metals[J]. Advances in applied microbiology, 1987, 32(1): 1-36.
- [17] 刘慧英. 国内外石油管道防腐及涂敷技术现状[J]. 管道技术与设备, 1995(6): 1-3.  
LIU Hui-ying. Domestic and foreign oil pipeline anticorrosion and coating technology status[J]. Pipeline technique and equipment, 1995(6): 1-3.
- [18] 相政乐, 王铭浩, 贾振, 等. 国外管道防腐涂敷中的化学预处理工艺[J]. 石油工程建设, 2013, 39(1): 6-8.  
XIANG Zheng-le, WANG Ming-hao, JIA Zhen, et al. Foreign chemical pretreatment process applied in pipeline anticorrosion coating[J]. Petroleum engineering construction, 2013, 39(1): 6-8.
- [19] DETHLEFS J C, BLOUNT C G, BOLLINGER J C. Near-surface external-casing corrosion in Alaska: Cause and mitigation[J]. Spe drilling & completion, 2008, 23(4): 339-346.
- [20] 袁春, 李建忠, 王颖, 等. 粘弹体防腐材料研制及其应用[J]. 油气储运, 2012, 31(11): 837-840.  
YUAN Chun, LI Jian-zhong, WANG Ying, et al. Development and application of viscoelastic anti-corrosion materials[J]. Oil & gas storage and transportation, 2012, 31(11): 837-840.
- [21] 邓显军. 浅谈天然气管道法兰及螺栓包裹防腐施工管理[J]. 化学工程与装备, 2015(4): 148-150.  
DENG Xian-jun. Discussion on the management of gas pipeline flange and bolt package[J]. Chemical engineering & equipment, 2015(4): 148-150.
- [22] 耿立国. 黏弹体防腐材料在异型构件防腐蚀中的应用[J]. 石油工程建设, 2016, 42(5): 72-74.  
GENG Li-guo. Application of anticorrosive viscous elastomer in abnormal pipe fitting[J]. Petroleum engineering construction, 2016, 42(5): 72-74.
- [23] 刘春亮. 输油站场埋地管道防腐层选材与站间管道内检测评价[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.  
LIU Chun-liang. Selection and evaluation of the anti-corrosion layer of buried pipelines in the oil station yard and the inter-station pipeline[D]. Chengdu: South-

- west Petroleum University, 2016.
- [24] 陈通. 埋地油气管道外防腐层检测及修复技术[J]. 全面腐蚀控制, 2016, 30(5): 40-41, 49.
- CHEN Tong. Buried oil and gas pipeline external anti-corrosive coating testing and repair technology[J]. Total corrosion control, 2016, 30(5): 40-41, 49.
- [25] 李玲杰, 韩文礼, 徐忠苹. 西气东输一线埋地管道补口材料失效分析[J]. 天津科技, 2014, 41(10): 79-83.
- LI Ling-jie, HAN Wen-li, XU Zhong-ping. Failure analysis on field joint coatings of the west-east gas pipeline[J]. Tianjin science & technology, 2014, 41(10): 79-83.
- [26] 马振军. 浅谈在役埋地长输管道外防腐层检测与修复技术[J]. 科技传播, 2010(16): 139-145.
- MA Zhen-jun. A brief discussion on the detection and repairing technology of the outer coating of long-distance pipeline[J]. Science and technology dissemination, 2010 (16): 139-145.
- [27] 李文华. 粘弹体防腐胶带、铝热焊技术在青海油田仙翼输气管线水淹段测试桩恢复与防腐层修复中应用[J]. 科技创新导报, 2009(26): 17-19.
- LI Wen-hua. The application of viscoelastic body anti-corrosion tape and alumina thermal welding technology in the restoration and repair of the water flooded section of Xianyi gas transmission line in Qinghai oilfield was carried out[J]. Science and technology innovation herald, 2009(26): 17-19.