

硫化氢环境下常用油井管材质腐蚀规律研究

何松¹, 邢希金¹, 刘书杰¹, 殷启帅², 耿亚楠¹, 冯恒楷¹, 赵秋璇²

(1.中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 2.中国石油大学 北京 102249)

摘要: **目的** 通过失重法测定 L80、N80、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 等油井管材质在硫化氢分压为 0.001、0.01、0.1、0.5、1.26、2 MPa 环境条件下的腐蚀速率。**方法** 采用高温高压反应釜对 L80、N80、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 等材料在模拟工况下的腐蚀行为进行研究。用扫描电子显微镜对所得样品的腐蚀产物种类、微观形貌进行分析。**结果** 在硫化氢分压为 2 MPa 以下时, 各种材料的腐蚀速率均低于 0.125 mm/a, 属于中度腐蚀。而硫化氢分压为 2 MPa 时, 除 9Cr 外, 其余材料的腐蚀速率均达到了重度腐蚀以上。不锈钢的腐蚀速率要明显低于低合金钢, 且加入少量 Cr 元素并未对耐蚀性能有显著的提升, 且某些条件下, 腐蚀速率要高于普通低合金钢。对于低合金钢及含 Cr 量较低的钢, 硫化氢压力不高于 0.1 MPa 时, 腐蚀速率差异不大, 基本保持在 0.025 mm/a 附近, 属于轻微腐蚀, 但当硫化氢压力达到 0.5 MPa 时, L80、N80 和 1Cr 的腐蚀速率显著增高。在硫化氢分压 0.001~0.1 MPa 之间, 常用油井管材的点蚀严重程度随硫化氢分压增大而逐渐增加; 在硫化氢分压 0.1~0.5 MPa 之间, 常用油井管材质点蚀程度随硫化氢分压增大而逐渐降低; 在 0.5~2 MPa 之间, 点蚀程度又逐渐增加。**结论** 对于不锈钢, 当硫化氢压力不高于 0.1 MPa 时, 虽然腐蚀速率随硫化氢压力升高, 呈现一定的上升趋势, 但腐蚀速率均维持在较低的水平; 当硫化氢压力达到 0.5 MPa 时, 不锈钢的腐蚀速率显著增大。不锈钢的耐蚀性能要远优于低合金钢, 尤其是在硫化氢压力较低的环境中。

关键词: 海上油气田; 管材; 防腐; 腐蚀速率; 均匀腐蚀; 点蚀

中图分类号: TG174.4 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2018)12-0014-07

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2018.12.003

Corrosion Rules of Commonly Used Oil Well Pipes in Hydrogen Sulfide Environment

HE Song¹, XING Xi-jin¹, LIU Shu-jie¹, YIN Qi-shuai², GENG Ya-nan¹, FENG Huan-zhi¹, ZHAO Qiu-xuan²

(1.CNOOC Research Institute Limited Liability Company, Beijing 100028, China;

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

ABSTRACT: The work aims to measure the corrosion rates of L80, N80, 1Cr, 3Cr, 9Cr and 13Cr oil well pipes under the conditions of hydrogen sulfide partial pressure of 0.001, 0.01, 0.1, 0.5, 1.26 and 2 MPa by the method of weight loss. The corrosion behavior of L80, N80, 1Cr, 3Cr, 9Cr, 13Cr and other materials under simulated conditions was studied by high temperature and high pressure reactor. Scanning electron microscope (SEM) was used to analyze the types and microstructure of corrosion prod-

收稿日期: 2018-05-11; 修订日期: 2018-07-13

Received: 2018-05-11; **Revised:** 2018-07-13

基金项目: 国家科技重大专项 (2017ZX05032-004); 国家自然科学基金 (51774301, 51434009)

Fund: Supported by Major National Science and Technology Projects (2017ZX05032-004), National Natural Science Foundation of China (51774301, 51434009)

作者简介: 何松 (1985—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为钻完井、油田化学。

Biography: HE Song (1985—), Male, Master, Engineer, Research focus: drilling, completion and oilfield chemistry.

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

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

ucts. The corrosion rate of all materials was lower than 0.125 mm/a when the partial pressure of hydrogen sulfide was less than 2 MPa, so the corrosion was moderate. When the partial pressure of hydrogen sulfide was 2 MPa, the corrosion rate of all the materials except 9Cr was higher than that of severe corrosion. The corrosion rate of stainless steel was significantly lower than that of low alloy steel, and addition of a small amount of Cr element could not significantly improve the corrosion resistance. Under certain conditions, the corrosion rate was higher than that of ordinary low alloy steels. For low alloy steel and low Cr steel, the corrosion rate was not much different when the hydrogen sulfide pressure was not higher than 0.1 MPa, and the corrosion rate was basically kept near 0.025 mm/a, so the corrosion was slight. However, when the hydrogen sulfide pressure reached 0.5 MPa, the corrosion rates of L80, N80 and 1Cr increased significantly. The severity of pitting on commonly used oil well pipes gradually increased with the increase of partial pressure of hydrogen sulfide when the partial pressure of hydrogen sulfide was from 0.001~0.1 MPa. When the partial pressure of hydrogen sulfide was 0.1~0.5 MPa, the pitting degree of commonly used oil well pipes decreased with the increase of partial pressure of hydrogen sulfide. The degree of pitting gradually increased again when the partial pressure of hydrogen sulfide was from 0.5~2 MPa. For stainless steel, when hydrogen sulfide pressure is not higher than 0.1 MPa, the corrosion rate of stainless steel increases with the increase of hydrogen sulfide pressure, but the corrosion rate remains at a low level. When the hydrogen sulfide pressure reaches 0.5 MPa, the corrosion rate of stainless steel increases significantly. The corrosion resistance of stainless steel is much better than that of low alloy steel, especially in the environment of low hydrogen sulfide pressure.

KEY WORDS: offshore oil and gas fields; pipes; corrosion protection; corrosion rate; uniform corrosion; pitting corrosion

油套管腐蚀是制约海上油气田安全钻井和生产的重要安全因素之一^[1-2]。油气井的温度、压力、气油比、油水比、产水量、酸气含量及比例,地层水中的 Cl^- 与 HCO_3^- 含量,介质流速与流动状态,压力降,凝析液析出量及析出位置,变化的生产条件,封隔器位置,人工井底深度,固相含量,油套管腐蚀失效的类型、程度、分布井段,周边油气井的作业井史及防腐措施等,都是影响和制约油套管腐蚀的因素^[3-7]。其中的井下温度、 CO_2 分压、 H_2S 分压、地层水氯离子含量等,是最重要的因素。随着海上油田开发的逐步深入,越来越多的油田和区块出现不同程度的硫化氢,严重影响井内的油套管安全。目前,国内外学者通过室内实验和现场数据分析,对二氧化碳腐蚀机理和影响因素已经有了比较深入的认识^[8-14],但是实验研究用的材质普遍较单一。为了更直观清楚地研究不同材质在不同硫化氢分压下的腐蚀规律,本文通过对 L80、N80、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 等油套管材料进行室内实验,提出油套管腐蚀规律。

1 实验

实验温度为 60 °C, H_2S 分压分别为 0.001、0.01、0.1、0.5、1.26、2 MPa, 腐蚀介质为采出水, 介质流速为 1.5 m/s, 实验材料为 API 5CT 的 L80、N80、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 等油套管材料, N80、L80、1Cr 三种材料的金相组织均为珠光体和铁素体, 9Cr 和 13Cr 的金相组织为马氏体, 3Cr 的金相组织为马氏体和珠光体。腐蚀速率实验中使用大连科茂磁力驱动高温高压反应釜, 对 L80、N80、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 等材料在模拟工况下的腐蚀行为进行研究, 高压釜如图 1 所示。



图 1 高温高压反应釜

Fig.1 High temperature and high pressure reactor

腐蚀速率实验采用失重法, 腐蚀介质为海上某油田现场采出水。实验前将采出水静止, 使油水相完全分离, 抽取下层水相作为腐蚀介质进行实验。将失重试样机加工至预定尺寸后, 用耐水砂纸逐级打磨, 对样品进行打号标记后, 放入盛有丙酮的器皿中, 用脱脂棉除去试片表面油脂及打磨时附着的颗粒, 再放入无水乙醇中浸泡约 5 min, 取出试片放在滤纸上, 用冷风吹干后, 用滤纸将试片包好, 贮于干燥器中, 放置 24 h 后, 测量尺寸和称量, 精确至 0.1 mg。

将处理后的试片装在聚四氟乙烯材质的夹具上, 用聚四氟乙烯螺丝拧紧固定。将装好试片的夹具固定在高温高压釜转轴上, 加入腐蚀介质使试样完全浸没。将高温高压釜密闭, 再进行试压, 确认一切部件正常工作后, 打开进气阀门及出气阀门, 使用高纯氮气除氧 2 h, 以除去安装过程进入的氧及溶解于腐蚀介质中的氧。除氧完毕后, 关闭所有阀门使高压釜密

封,升温至目标温度后,开启高温高压釜进气阀门,通入 H_2S 气体达到目标压力并恒定。通过高温高压釜的磁力驱动带动试片旋转,调节磁力驱动转速使试片线速度达到 1.5 m/s 时,开始计时。将高温高压釜的温度维持在目标温度,实验周期为 7 天。实验时间达到后,关闭转动电机及加热,开启高温高压釜出气阀门将气体排到碱液槽,将气体中和吸收,然后开启釜盖,取出试片并进行观察,记录表面腐蚀及腐蚀产物粘附情况,之后立即用清水冲洗掉残余腐蚀介质并用滤纸吸干,再放入丙酮和酒精中除油除水,冷风吹干后拍照、进行 SEM 和 EDS 分析。如不存在点蚀,则分析均匀腐蚀速率;如存在点蚀,分析点蚀坑形貌、点蚀速率和均匀腐蚀速率。点蚀严重程度按照 NACE RP 0775 标准中失重及点蚀腐蚀程度分类来判断。将试片放入配制好的酸洗液中浸泡 5 min,同时用尼龙刷涮洗试片表面的腐蚀产物。用自来水冲去表面残酸后,放入无水乙醇中浸泡约 5 min,清洗脱水后,冷风吹干,然后用滤纸将试片包好,贮于干燥器中,放置 24 h 后称量,精确至 0.1 mg。

2 结果与分析

2.1 均匀腐蚀速率分析

图 2 为不同硫化氢压力时,碳钢、低合金钢和不锈钢等各种材料的腐蚀速率。从图中可以看出,各种材料的腐蚀速率在硫化氢分压为 2 MPa 以下时,均低于 0.125 mm/a,属于中度腐蚀。不锈钢的腐蚀速率要明显低于低合金钢,且加入少量 Cr 元素并未对耐蚀性能有显著的提升,但在某些条件下,腐蚀速率要高于普通低合金钢。对于低合金钢,硫化氢压力不高于 0.1 MPa 时,腐蚀速率差异不大,基本保持在 0.025 mm/a 附近,属于轻微腐蚀;但当硫化氢压力达到 0.5 MPa 时,L80、N80 和 1Cr 的腐蚀速率显著增高;而硫化氢分压为 2 MPa 时,除 9Cr 外,其余材料的腐蚀速率均达到了重度腐蚀以上。

相对而言,3Cr 的腐蚀速率增大幅度较小。对于四种不锈钢,当硫化氢压力不高于 0.1 MPa 时,虽然

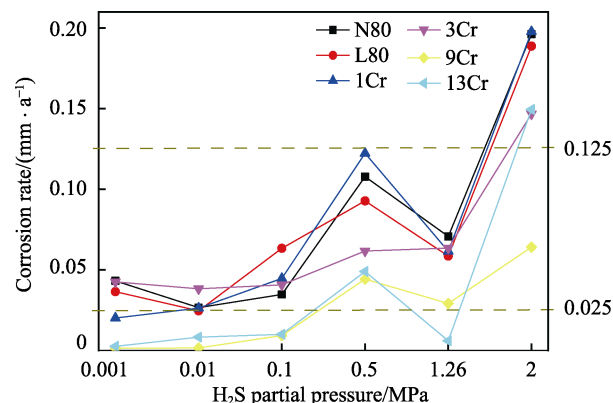


图 2 不同硫化氢压力时各种材料的腐蚀速率

Fig.2 Corrosion rates of various materials at different hydrogen sulfide pressures

腐蚀速率随硫化氢压力升高,呈现一定的上升趋势,但均维持在较低的水平;当硫化氢压力达到 0.5 MPa 时,不锈钢的腐蚀速率显著增大,原因可能是,在高硫化氢分压下,不锈钢钝化膜性质发生了转变,由氧化物转变为硫化物,对金属基体的保护能力降低。其中,9Cr 和 13Cr 在 0.5 MPa 硫化氢条件下的腐蚀速率高于 0.025 mm/a。整体来说,不锈钢的耐蚀性能要远优于低合金钢,尤其是在硫化氢压力较低的环境中。

2.2 点蚀情况分析

20 世纪 90 年代中期以来,国内外多位学者系统地研究了铬含量对腐蚀速率的影响力,发现低铬钢腐蚀后,铬元素会在腐蚀产物膜中富集,这增强了金属基体的保护性,但是在不同硫化氢分压条件下,将碳钢、低合金钢、不锈钢一起研究和分析的较少^[15-18]。表 1 为不同硫化氢压力时各种材料的点蚀情况。从表 1 可以看出,在不同硫化氢分压条件下,N80、L80、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 等材料的点蚀情况各异。此外,常用油井管材质在硫化氢分压 0.001~2 MPa 范围内有三个区间:0.001~0.1 MPa、0.1~0.5 MPa、0.5~2 MPa。硫化氢分压在 0.1~0.5 MPa 区间,出现了点蚀程度降低的现象。分别选取 N80、L80、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 等典型材料在硫化氢分压为 2、0.1、2、2、0.1、0.5 MPa 等典型条件下予以分析。

表 1 不同硫化氢压力时各种材料的点蚀情况

Tab.1 Pitting corrosions of various materials at different hydrogen sulfide pressures

H_2S partial pressure/MPa	0.001	0.01	0.1	0.5	1.26	2
N80	No	No	No	No	No	No
L80	No	No	Moderate	No	No	No
1Cr	No	Moderate	No	No	No	Light
3Cr	Moderate	No	No	No	Moderate	Severe
9Cr	No	Moderate	Severe	No	Moderate	Moderate
13Cr	No	No	Severe	Severe	No	Light

有研究表明, 温度不高时, N80 钢表面主要被 FeCO_3 紧密覆盖, 阻碍腐蚀过程的进行^[1]。从表 1 可以看出, N80 材质在硫化氢分压 0.001~2 MPa 条件下, 未发现点蚀。在 2 MPa H_2S 条件下, N80 腐蚀情况如图 3 所示。从图 3 可以看出, 试样表面附着了一层腐蚀产物, 通过 EDS 分析后认为试样表面腐蚀产物主要为 FeS 。

有学者认为, 随着 H_2S 分压的增加, 与在空气中

相比, L80 的抗拉强度和延伸率出现不同程度的降低, 表现出了较为强烈的氢脆敏感性, 点蚀几率逐渐增大^[4-5]。从表 1 可以看出, L80 只在硫化氢分压为 0.1 MPa 时发生点蚀。从图 4 可以看出, L80 材质试样表面附着了腐蚀产物, 为 FeS 。去除腐蚀产物后, 发现 L80 材料试样表面有少量微小的点蚀, 点蚀速率为 0.18 mm/a, 属于轻度腐蚀。

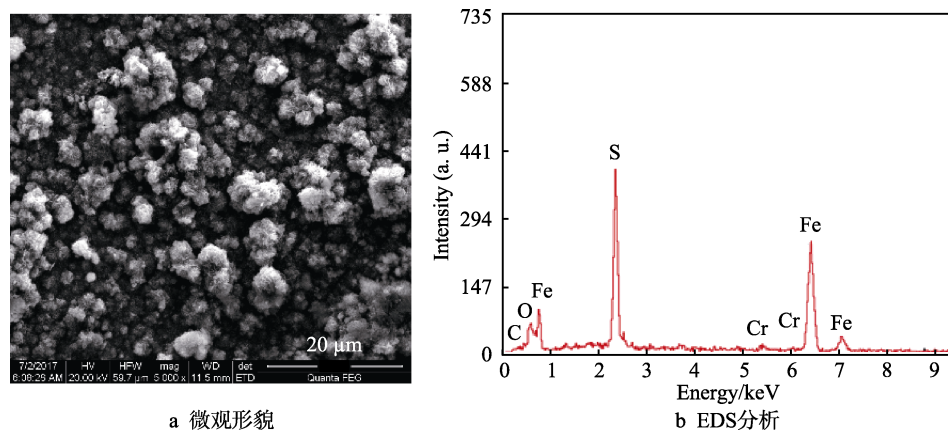


图 3 2 MPa H_2S 条件下 N80 的腐蚀产物
Fig.3 Corrosion products of N80 under the condition of 2 MPa H_2S : a) micromorphology; b) EDS analysis

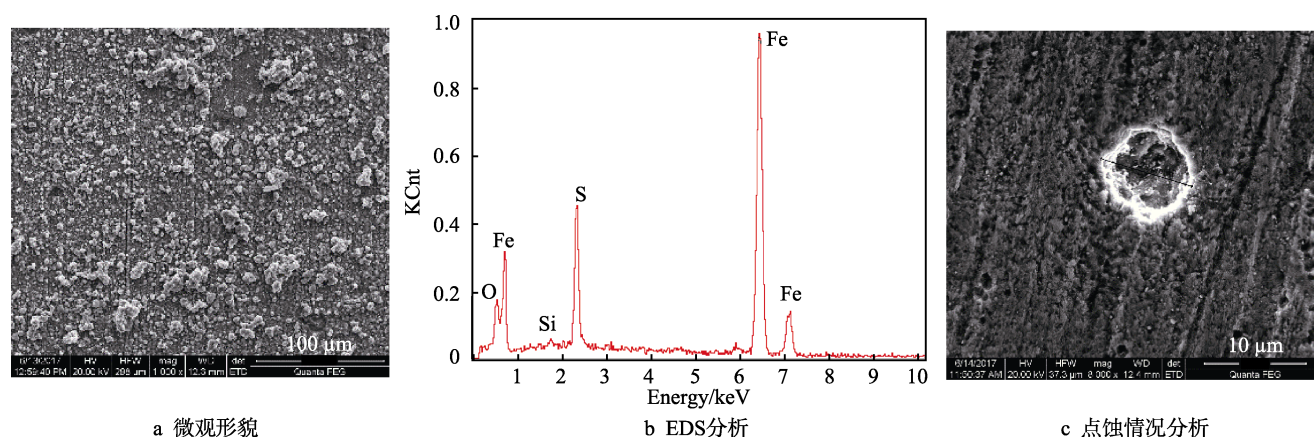
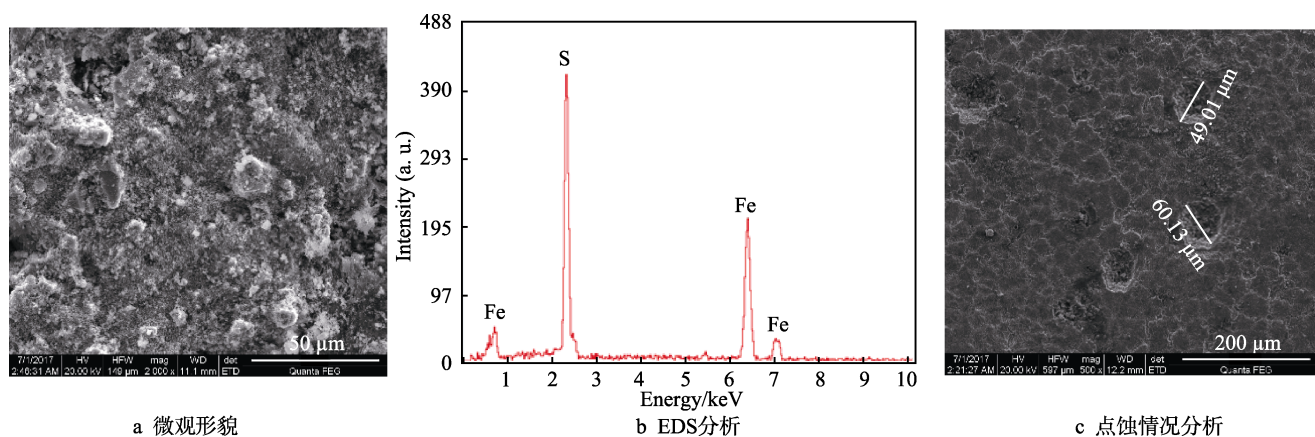


图 4 0.1 MPa H_2S 条件下 L80 的腐蚀产物
Fig.4 Corrosion products of L80 under the condition of 0.1 MPa H_2S :
a) micromorphology; b) EDS analysis; c) analysis of pitting

从 20 世纪 80 年代末期开始, 国内的钢材生产企业宝钢、天钢以及阿根廷、日本等国家相继开始研究低合金钢, 特别是低含 Cr 钢, 其成本比碳钢稍高, 但防腐蚀性能大大优于普通碳钢。而在硫化氢条件下, 低合金钢是否能够抑制点蚀的研究较少^[19]。从表 1 可以看出, 1Cr 材质在硫化氢分压为 0.001~2 MPa 的条件下, 分别发生轻度、中度以及无点蚀等腐蚀现象。从图 5 可以看出, 在 2 MPa H_2S 条件下, 试样表面附着了腐蚀产物, 但成分分析表明主要是盐的结晶, 而其他试样表面为腐蚀产物 FeS 。去除腐蚀产物后发现, 1Cr 材料试样表面有少量微小的点蚀, 深度较浅, 点蚀速率为 0.12 mm/a, 属于轻度腐蚀。

从表 1 可以看出, 3Cr 材质在硫化氢分压为 0.001~2 MPa 的条件下, 分别发生中度、严重以及无点蚀等腐蚀现象。从图 6 的腐蚀产物形貌和 EDS 分析可以看出, 在 2 MPa H_2S 条件下, 试样表面附着了腐蚀产物, 但成分分析表明, 其主要是盐的结晶, 而其他试样表面为腐蚀产物 FeS 。去除腐蚀产物后发现, 3Cr 材料表面有微小的点蚀核, 点蚀速率为 0.85 mm/a, 属重点蚀。将 1Cr、3Cr 材质的点蚀情况与 L80、N80 对比发现, 与二氧化碳条件下的防腐蚀性能不同, 在硫化氢环境条件下, 低 Cr 合金钢的防点蚀性能低于碳钢, 稍稍优于 9Cr、13Cr 等含 Cr 钢材质。

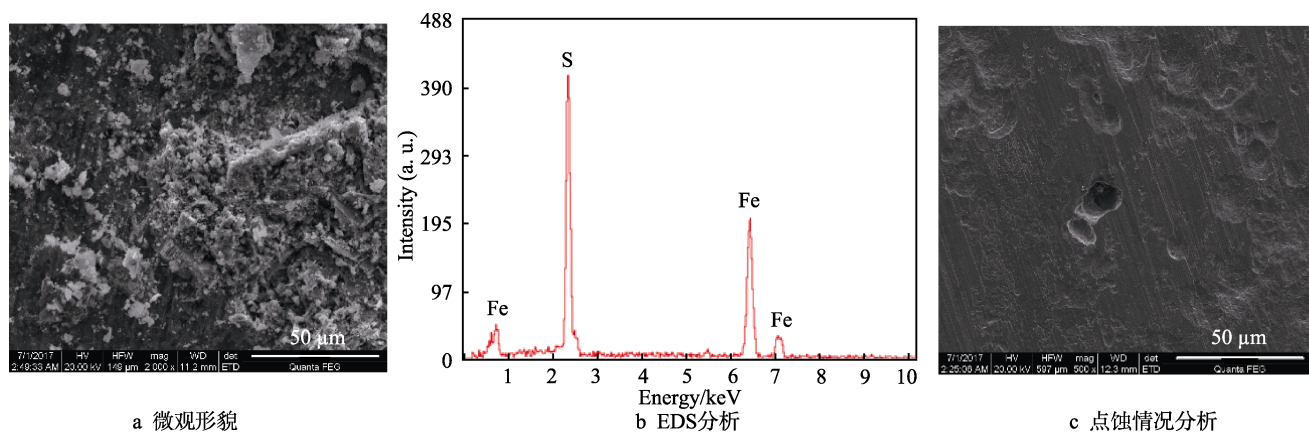


a 微观形貌

b EDS分析

c 点蚀情况分析

图5 2 MPa H_2S 条件下 1Cr 的腐蚀产物
Fig.5 Corrosion products of 1Cr under the condition of 2 MPa H_2S : a) micromorphology; b) EDS analysis; c) analysis of pitting



a 微观形貌

b EDS分析

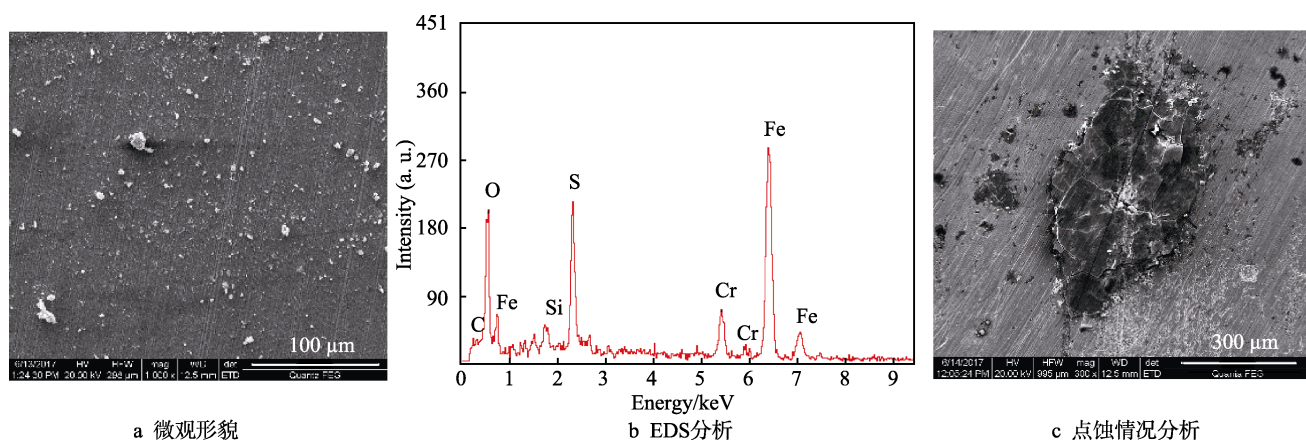
c 点蚀情况分析

图6 2 MPa H_2S 条件下 3Cr 的腐蚀产物
Fig. 6 Corrosion products of 3Cr under the condition of 2 MPa H_2S : a) micromorphology; b) EDS analysis; c) analysis of pitting

将 9Cr 材质的点蚀情况与 1Cr、3Cr 材质以及 L80、N80 材质进行对比,发现 9Cr 材质的点蚀情况较为严重。从表 1 可以看出,9Cr 材质在硫化氢分压 0.001~2 MPa 的条件下,分别发生中度、严重以及无点蚀等腐蚀现象。0.1 MPa H_2S 条件下的腐蚀情况如

图 7 所示。从图 7 的腐蚀产物形貌、EDS 分析可以看出,试样表面附着了腐蚀产物 FeS_3 ,其膜很薄,且分布不均匀。去除腐蚀产物后,发现 9Cr 材料试样表面有局部微小的点蚀,点蚀速率为 0.56 mm/a,属于严重腐蚀。

从实验结果分析认为,13Cr 材质在硫化氢环境



a 微观形貌

b EDS分析

c 点蚀情况分析

图7 0.1 MPa H_2S 条件下 9Cr 的腐蚀产物
Fig.7 Corrosion products of 9Cr under the condition of 0.1 MPa H_2S : a) micromorphology; b) EDS analysis; c) analysis of pitting

条件下的防点蚀性能并没有随着含 Cr 量的增加而优于普通碳钢和低 Cr 钢。从表 1 可以看出, 13Cr 材质在硫化氢分压 0.001~2 MPa 的条件下, 分别发生轻度、严重点蚀以及无点蚀等腐蚀现象。0.5 MPa H_2S 条件

的腐蚀情况如图 8 所示。从图 8 的腐蚀产物形貌、EDS 分析可以看出, 试样表面腐蚀产物很薄, 去除腐蚀产物后, 发现 13Cr 材料试样表面有明显的点蚀, 点蚀速率为 1.87 mm/a, 属于严重腐蚀。

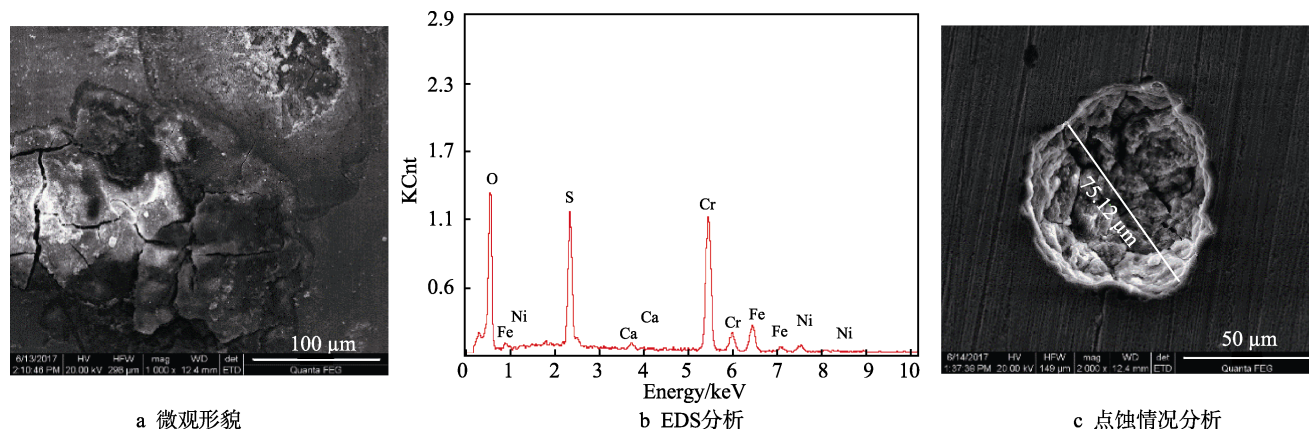


图 8 0.5 MPa H_2S 条件下 13Cr 的腐蚀产物

Fig.8 Corrosion products of 13Cr under the condition of 0.5 MPa H_2S : a) micromorphology; b) EDS analysis; c) analysis of pitting

3 结论

1) 从实验及分析结果可以看出, 在油田工况条件下, 随着硫化氢分压为 0.001、0.01、0.1、0.5、1.26、2 MPa 逐渐增高, L80、N80、1Cr、3Cr、9Cr、13Cr 等材料腐蚀速率均呈增加趋势, 但是硫化氢分压在 1.26 MPa 时, 油套管材质腐蚀速率有下降趋势。

2) 一般认为, Cr 含量越高, 防腐效果越好, 而从本实验可以看出, 在硫化氢防腐中, 碳钢的防点蚀性能在某些条件下有可能优于含 Cr 钢: N80 材质在硫化氢分压为 0.001、0.01、0.1、0.5、1.26、2 MPa 时, 均未发生点蚀, 其他含 Cr 钢材质均发生不同程度点蚀。

参考文献:

- [1] 谢涛, 林海, 许杰, 等. 不同材质油套管钢的 CO_2 腐蚀行为[J]. 表面技术, 2017, 46(1): 211-217.
XIE Tao, LIN Hai, XU Jie, et al. CO_2 corrosion behavior of oil casing steel made from different materials[J]. Surface technology, 2017, 46(1): 211-217.
- [2] 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.
- [3] 闫伟, 邓金根, 邓福成, 等. 油套管力学-化学腐蚀规律分析[J]. 中国海上油气, 2014, 26(1): 87-91.
YAN Wei, DENG Jin-gen, DENG Fu-cheng, et al. Discussion of mechanical-chemical corrosion in OCTG anti-corrosion design[J]. China offshore oil and gas, 2014, 26(1): 87-91.
- [4] 陈长风, 路民旭, 赵国仙, 等. 油套管 CO_2 腐蚀产物膜的力学性能[J]. 金属学报, 2003, 39(2): 175-181.
CHEN Chang-feng, LU Min-xu, ZHAO Guo-xian, et al. mechanical properties of CO_2 corrosion scale on N80 well tube steel[J]. Acta metallurgica sinica, 2003, 39(2): 175-181.
- [5] 张超, 张智, 曾春珉, 等. 涠洲-11-4 油田含 CO_2 气井油管柱腐蚀分析[J]. 中国海上油气, 2015, 27(4): 122-125.
ZHANG Chao, ZHANG Zhi, ZENG Chun-min, et al. Analysis on tubing corrosion for gas wells with CO_2 in WZ 11-4 oilfield[J]. China offshore oil and gas, 2015, 27(4): 122-125.
- [6] CAI Y D, GUO P C, LIU D M, et al. Comparative study on CO_2 orrosion behavior of N80, P110, X52 and 13Cr pipe lines in simulated stratum water[J]. Sci China technol sci, 2010, 53: 2342-2349.
- [7] VEDAGE H, RAMANARAYANAN T A, MUMFORD J D, et al. Electro-chemical growth of iron sulfide films in H_2S -saturated chloride media[J]. Corrosion, 1993, 49(2): 114-121.
- [8] DURNIE W, MARCO R D, JEFFERSON A, et al. Harmonic analysis of carbon dioxide corrosion[J]. Corrosion science, 2002, 44(6): 1213-1221.
- [9] TAKABE H, UEDA M. The relationship between CO_2 corrosion resistance and corrosion products structure on carbon and low Cr bearing steels[J]. Zairyo-to-kankyo, 2007, 56(11): 514-520.
- [10] SERRA E, PERUJO A, GLASBRENNER H. Hot-dip aluminium deposit as a permeation barrier for MANET steel[J]. Fusion engineering & design, 1998, 41(1-4): 149-155.
- [11] 董晓焕, 赵国仙, 冯耀荣, 等. 13Cr 不锈钢的 CO_2 腐蚀

- 行为研究[J]. 石油矿场机械, 2003, 32(6): 2-3.
DONG Xiao-huan, ZHAO Guo-xian, FENG Yao-rong, et al. Study of CO₂ corrosion behavior of 13Cr steel[J]. Oil field equipment, 2003, 32(6): 2-3.
- [12] MISHRA B, ALHASSAN S, OLSON D L, et al. Development of a predictive model for activation-controlled corrosion of steel in solutions containing carbon dioxide[J]. Corrosion, 1997, 53(11): 852-859.
- [13] WANG C, NEVILLE A. Study of the effect of inhibitors on erosion-corrosion in CO₂-saturated condition with sand[J]. Spe projects facilities & construction, 2009, 4(1): 1-10.
- [14] 林玉华, 杜荣归, 胡融刚, 等. 不锈钢钝化膜耐蚀性与半导体特性的关联研究[J]. 物理化学学报, 2005(7): 53-57.
LIN Yu-hua, DU Rong-gui, HU Rong-gang, et al. A correlation study of corrosion resistance and semiconductor properties for the electrochemically modified passive film of stainless steel[J]. Journal of physical chemistry, 2005(7): 53-57.
- [15] 吕详鸿, 赵国仙, 张建兵, 等. 超级 13Cr 马氏体不锈钢在 CO₂ 及 H₂S/CO₂ 环境中的腐蚀行为[J]. 北京科技大学学报, 2010, 32(2): 207-212.
LYU Xiang-hong, ZHAO Guo-xian, ZHANG Jian-bing, et al. Corrosion behaviors of super 13Cr martensitic stainless steel under CO₂ and H₂S/CO₂ environment[J]. Journal of Beijing University of Science and Technology, 2010, 32(2): 207-212.
- [16] MALKA R, NESIC S, GULINO D A. Erosion-corrosion and synergistic effects in disturbed liquid-particle flow[J]. Wear, 2007, 262: 791-799.
- [17] UEDA M, TAKABE H. The formation behavior of corrosion protective films of low Cr bearing steels in CO₂ environments[J]. Annals of surgery, 2001, 244(5): 700-705.
- [18] UEDA M, TAKABE H, NICE P I. The development and implementation of a new alloyed steel for oil and gas production wells[J]. Free radical biology & medicine, 2000, 43(3): 431-443.
- [19] PLACE M C. Corrosion inhibition for severely corrosive gas wells[J]. Corrosion, 2012, 48(4): 341-352.