

# 哈法亚油田注水管材腐蚀规律研究

崔明月<sup>1</sup>, 王青华<sup>1</sup>, 温宁华<sup>2</sup>, 李大朋<sup>2</sup>, 邹春梅<sup>1</sup>, 李慧心<sup>3</sup>, 张雷<sup>3</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院工程技术中心, 北京, 100083; 2. 安科工程技术研究院(北京)有限公司, 北京, 100083; 3. 新材料技术研究院, 北京科技大学, 北京, 100083)

**摘要:** **目的** 合理地进行井筒选材和更好地开展防腐工作。**方法** 通过高压釜模拟哈法亚油田注水井腐蚀介质环境, 研究温度、压力和 pH 对注水井油管 L80 钢腐蚀规律的影响。**结果** 随着实验温度的升高, L80 钢表面腐蚀产物越来越疏松, 腐蚀速率增大; 随着注水压力的升高, 腐蚀速率增大, 局部腐蚀逐渐增强; 随着 pH 的升高, L80 的腐蚀速率有所降低, 主要发生全面腐蚀; 腐蚀产物主要为铁的氧化物和  $\text{CaCO}_3$ 。**结论** 该研究为井筒选材和防腐工作提供一定的技术支持。

**关键词:** L80 钢; 注水井; 腐蚀; 哈法亚油田

**DOI:** 10.7643/issn.1672-9242.2018.06.013

**中图分类号:** TG172

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1672-9242(2018)06-0070-04

## Corrosion Laws of Injection Pipe in Hafaya Oilfield

CUI Ming-yue<sup>1</sup>, WANG Qing-hua<sup>1</sup>, WEN Ning-hua<sup>2</sup>, LI Da-peng<sup>2</sup>, ZOU Chun-mei<sup>1</sup>, LI Hui-xin<sup>3</sup>, ZHANG Lei<sup>3</sup>

(1. Engineering Technology Center of China Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing, 100083, China; 2. Anke Engineering Technology Research Institute (Beijing) Co., Ltd, Beijing, 100083, China; 3. New Material Technology Research Institute, University of Science and Technology Beijing, Beijing, 100083, China)

**ABSTRACT:** **Objective** To reasonably select wellbore materials and carry out corrosion prevention. **Methods** Through the autoclave simulation Halfaya oilfield water injection corrosion environment, effects of temperature, pressure and pH on the corrosion law of L80 steel in injection well were studied. **Results** With the increase of the experimental temperature, the corrosion products of the sample surface were loosen, the protection ability of the samples was worsen, and the corrosion rate of the L80 pipe got higher. With the increase of injection pressure, the corrosion rate became higher, and the local corrosion was worsen. In the acid environment, with the increase of pH, the corrosion rate of L80 decreased, and the main corrosion occurred. The corrosion products are mainly iron oxide and  $\text{CaCO}_3$  scale. **Conclusion** The research work provides certain technical support for wellbore material selection and corrosion prevention.

**KEY WORDS:** L80 steel; injection well; corrosion; Halfaya oilfield

哈法亚油田的主力油藏采用注水开发, 在注水先导试验过程中发现注水井油管在一年内发生腐蚀穿孔问题, 给现场生产带来了较大的影响。在注水井注水过程中, 注水水质复杂、环境多变, 造成注水井腐蚀和结垢较为严重。失效分析表明, 造成井下管柱腐蚀结垢的机理主要是电化学腐蚀、微生物腐蚀、溶解

气腐蚀和垢下腐蚀的协同作用<sup>[1-7]</sup>。影响井筒腐蚀和结垢的因素也较多, 如注入水的水质成分、气体成分以及温度、压力、pH、溶解氧、硫化氢、 $\text{CO}_2$  和 SRB (Sulfate Reducing Bacteria, 硫酸盐还原菌) 等<sup>[8-12]</sup>。文中主要研究温度、压力和 pH 对注水井油管材 L80 钢腐蚀过程的影响, 为井筒选材和防腐工作提供一定

的技术支持。

## 1 实验材料与方法

实验材料为井下管材 L80 钢,将其加工成 50 mm × 13 mm×3 mm 的挂片试样,实验前用砂纸将试样打磨至 800#, 并进行清洗、除油、冷风吹干后称量和尺寸测量,放置干燥器中待用。

实验介质模拟现场注水水样,按现场注水比例 1 : 1 : 1 进行配置,见表 1,通过 HCl 调节溶液 pH。

表 1 实验介质组成

| 离子                            | 淡水   | EDH 电脱水              | 水源井井口                |
|-------------------------------|------|----------------------|----------------------|
| Na <sup>+</sup>               | 343  | 5.38×10 <sup>4</sup> | 7.19×10 <sup>4</sup> |
| K <sup>+</sup>                | 11.1 | 1.16×10 <sup>3</sup> | 1.19×10 <sup>3</sup> |
| Mg <sup>2+</sup>              | 67.8 | 1.29×10 <sup>3</sup> | 3.76×10 <sup>3</sup> |
| Ca <sup>2+</sup>              | 124  | 9.38×10 <sup>3</sup> | 1.95×10 <sup>4</sup> |
| Ba <sup>2+</sup>              | 0.06 | 11.9                 | 2.45                 |
| 总铁                            | 0.33 | 10.6                 | 46.4                 |
| CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> | 0    | 0                    | 0                    |
| HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | 182  | 114                  | 23.2                 |
| SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | 458  | 286                  | 389                  |
| Cl <sup>-</sup>               | 487  | 1.16×10 <sup>5</sup> | 1.64×10 <sup>5</sup> |
| pH                            | 5.02 | 5.08                 | 4.92                 |

利用动态高压釜进行腐蚀模拟实验。试验前通过除氧仪对模拟介质进行除氧,并向釜中通入氮气除氧。实验开始时,向釜中放入已处理好的挂片试样,再加入除氧的模拟介质,加盖密封后通入配置好的氮氧混合气体,以模拟注水中的溶解氧,升温加压到试验预定的温度和压力后开始计时。试验中设定流体流速为 2.5 m/s,实验周期均为 168 h。试验结束后,用去膜液对试样进行去膜、清洗、干燥和称量,用失重法计算腐蚀速率。

利用 JSM-5800 型电子扫描显微镜观察腐蚀试样表面和截面的腐蚀形貌,并利用片状腐蚀试样对表面的腐蚀产物进行 XRD 分析。

## 2 结果与分析讨论

### 2.1 温度的影响

L80 钢在不同温度下的腐蚀速率变化情况如图 1 所示。可以看出,随着实验温度的升高,L80 钢的腐蚀速率增大,在试验温度范围内,其腐蚀程度均属于严重腐蚀<sup>[13]</sup>。

图 2 为试样表面微观形貌。由图 2 可见,随着实验温度的升高,基体表面腐蚀产物越来越疏松,致密性变差,对基体的保护能力减弱,腐蚀越来越严重。

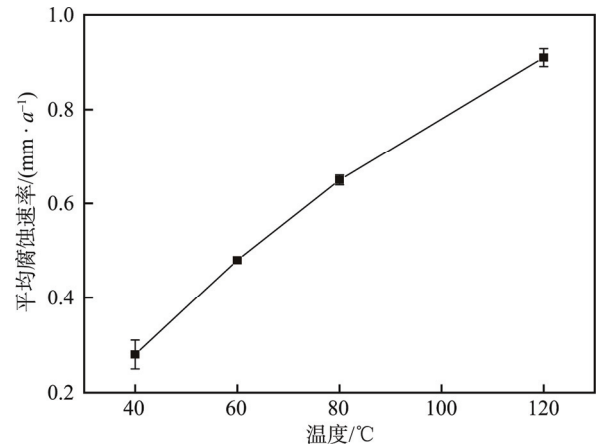


图 1 L80 钢在不同温度下的腐蚀速率变化情况

其原因在于试样表面腐蚀产物的不均匀性导致局部腐蚀的发生。图 3 为 L80 钢的腐蚀产物 XRD 图谱,由图谱可以看出,腐蚀产物主要为铁的氧化物和 CaCO<sub>3</sub> 结垢。

图 4 为去膜后试样表面的宏观形貌。由图 4 可见,在 40 °C 和 60 °C 时,试样表面腐蚀相对均匀,即主要发生全面腐蚀。在 80 °C 和 120 °C 时,试样表面部分区域的腐蚀相对较为严重,呈现出有点不均匀性,表明有轻微的局部腐蚀。

### 2.2 压力的影响

图 5 为 L80 钢在不同压力下的腐蚀速率变化情况。由图 5 可以看出,随着总压的升高,试样的腐蚀速率明显增大。各压力下试样的腐蚀速率均大于 0.245 mm/a,属于严重腐蚀。

图 6 为不同压力下试样去膜前后的腐蚀形貌。可以看出,去膜前试样表层为疏松的砖红色产物,内层为黑色腐蚀产物。去膜后的试样,4 MPa 时,试样表面腐蚀较均匀,腐蚀形态为全面腐蚀;20 MPa 和 35 MPa 时,试样表面腐蚀不均匀,局部区域腐蚀明显严重,可观察到较大较深腐蚀坑,腐蚀形态为局部腐蚀。对试样表面腐蚀产物进行 XRD 分析,其主要组成为铁氧化物 Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>/Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>,同时伴有结垢的 CaCO<sub>3</sub> 成分。根据亨利定律可知,总压升高,氧气在溶液中的溶解度升高,去极化作用增强,腐蚀速率升高,产物不均匀分布形成了氧浓差电池,加剧了局部腐蚀的发生。

### 2.3 pH 的影响

图 7 为不同 pH 下注水井管材的腐蚀速率变化情况。由图 7 可见,随着 pH 的降低,L80 钢的腐蚀速率增大。这是因为当 pH 减小时,腐蚀介质中氢离子含量增加,氢的去极化作用增强,而氧去极化作用减弱。这时腐蚀反应由原来的氧扩散控制逐渐转化为电活化控制,腐蚀过程的阻力减小,腐蚀反应速率

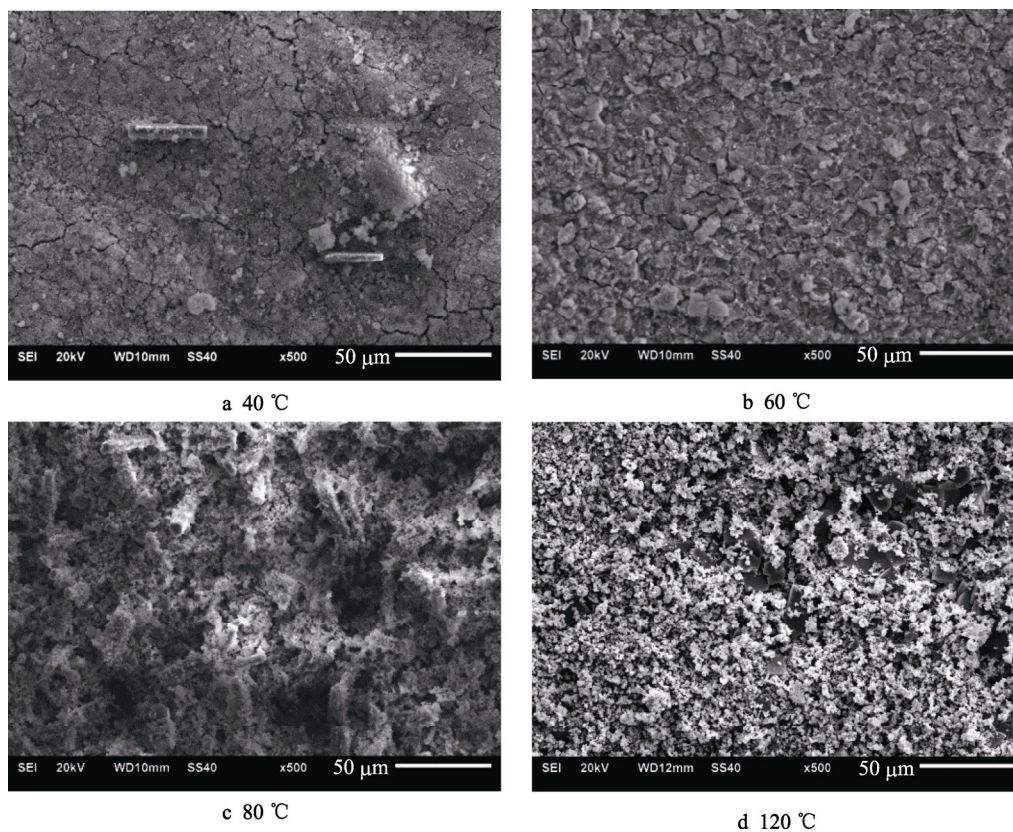


图2 试样表面微观形貌

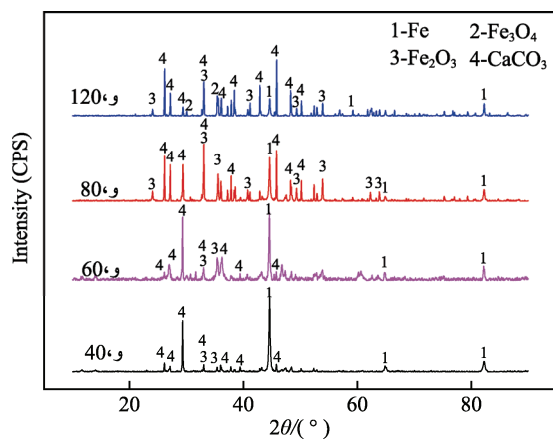


图3 腐蚀产物 XRD 图谱

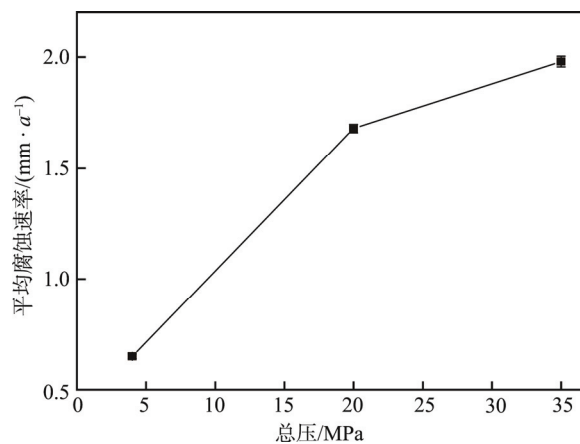


图5 L80 在不同压力下的腐蚀速率

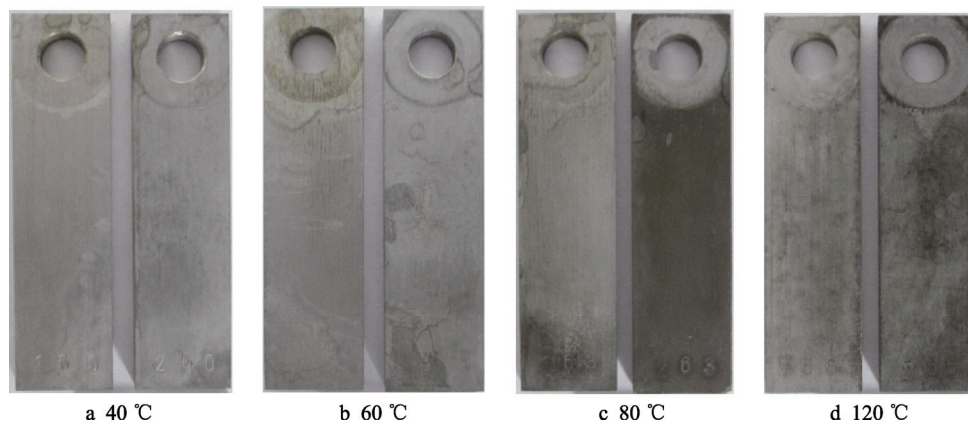


图4 实验后试样表面的宏观形貌



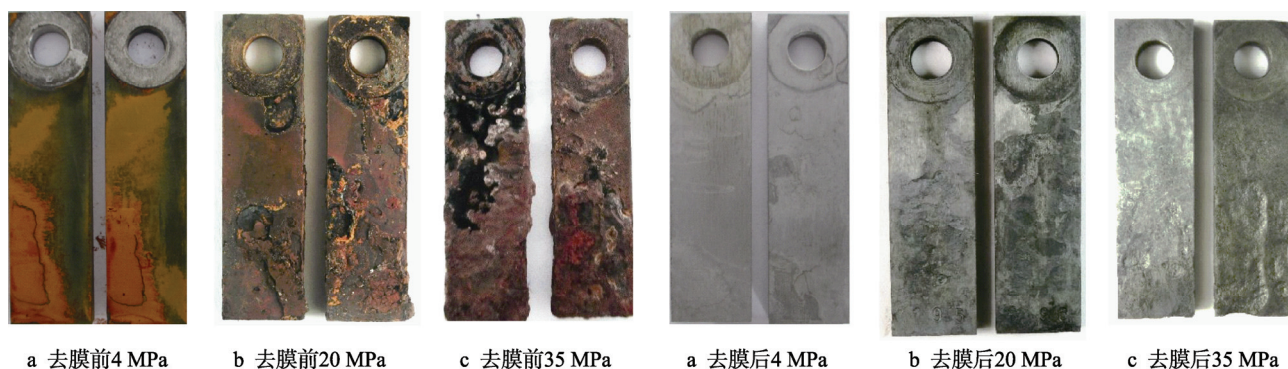


图 6 不同压力下腐蚀试样宏观形貌

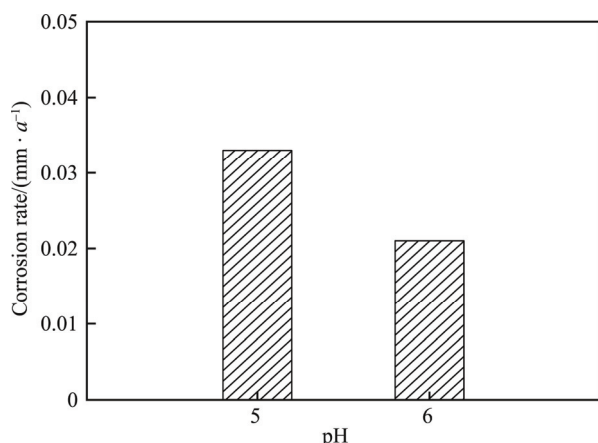


图 7 pH 对腐蚀速率的影响

急剧增加, 导致材料的腐蚀程度加剧。低的 pH 值且含氧条件下, 碳钢表面是氢的去极化和氧的去极化反应同时进行, 碳钢表面进行的是酸的作用过程。如图 8 所示, 试样表面腐蚀均匀, 腐蚀形态为全面腐蚀。

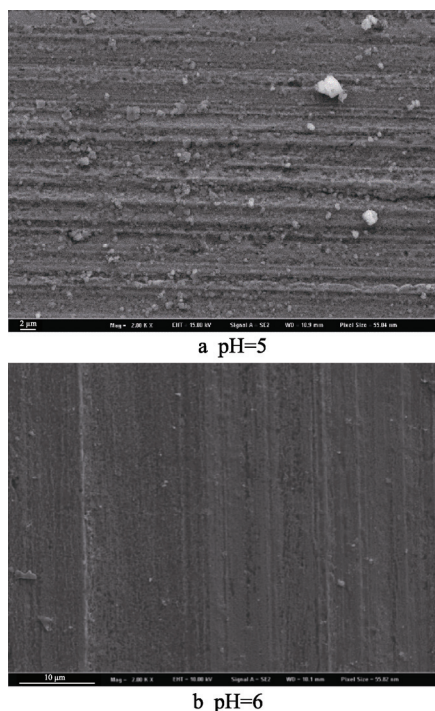


图 8 不同 pH 下 L80 钢腐蚀试样的表面形貌

### 3 结论

通过在不同温度、不同压力和不同 pH 的注水条件下对井身材料 L80 腐蚀规律的试验研究, 得出以下结论。

1) 随着温度的升高, L80 钢的腐蚀速率越来越大, 腐蚀产物致密性变差,  $\text{CaCO}_3$  结垢增多。L80 钢主要发生全面腐蚀, 当实验温度高于  $80^\circ\text{C}$  时, 试样表面出现轻微局部腐蚀。

2) 随着压力的升高, 腐蚀速率越来越大, 当压力为 20 MPa 时, L80 钢的腐蚀速率达到  $1.68\text{ mm/a}$ , 局部腐蚀明显。腐蚀产物主要为铁氧化物  $\text{Fe}_3\text{O}_4/\text{Fe}_2\text{O}_3$ , 同时伴有结垢现象。

3) 随着 pH 升高, L80 钢的腐蚀速率逐渐降低。

### 参考文献:

- [1] 赵凤兰, 鄢捷年, 胡海红. 注水系统腐蚀规律与防腐技术[J]. 油气田地面工程, 2002, 21(6): 19-20.
- [2] 乔尚琪, 滕凤云, 乔宏, 等. 油田注水系统微生物的腐蚀及其防治[J]. 山东科学, 1999, 12(3): 61-64.
- [3] 黄国连, 孙润泉, 刘丽, 等. 油田注水腐蚀问题研究[J]. 四川化工与腐蚀控制, 1999, 2(4): 25-27.
- [4] 柳言国. 胜利油田注水井管柱复合式防护技术应用效果分析[J]. 腐蚀与防护, 2003, 26(1): 80-82.
- [5] 蒲仁瑞, 刘唯贤, 李敏, 等. 气井管柱腐蚀机理研究及防治[J]. 钻采工艺, 2003, 26(1): 80-82.
- [6] 张智, 施太和, 周理志, 等. 油气田开发过程中的流畅诱导腐蚀[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(3): 79-81.
- [7] 余昊, 等. 宝浪油田注水井油管内壁腐蚀原因研究[J]. 石油与天然气化工, 2004(4): 286-287.
- [8] 黎红珍, 罗立然, 李娅, 等. 油管腐蚀原因分析及腐蚀评价[J]. 天然气工业, 2003, 23(s1): 107-111.
- [9] 江放, 等. 油管在  $\text{CO}_2$  和  $\text{H}_2\text{S}$  共存时的腐蚀机理研究[J]. 石油与天然气化工, 2005(3): 213-215.
- [10] 万里平, 等. 西部油田油管腐蚀结垢机理研究[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2007(4): 247-251.
- [11] 谢先平, 等. 注污水井下油管腐蚀特点及防腐对策[J]. 试采技术, 2007(s1): 158-160.
- [12] Nace Standard RP0775—2005 Item No 21017, Preparation Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion coupons in Oilfield Operations[S].
- [13] 孙伟, 施健, 钟卫修, 等. 注水井问题分析与措施治理[J]. 中国化工贸易, 2012(s): 205, 261.