

新型井下动态腐蚀试验装置的研制与应用

高 斐¹, 楼一珊¹, 吴 琼², 李忠慧¹, 唐礼骅³

(1. 油气资源与勘探技术教育部重点实验室(长江大学), 湖北武汉 430100; 2. 中国石化河南油田分公司勘探开发研究院, 河南南阳 473132; 3. 中国石化江苏油田分公司石油工程技术研究院, 江苏扬州 225008)

摘 要: 为了解江苏油田 CO₂ 腐蚀套管的机理及其影响因素, 制定合理的套管防腐技术措施, 自主研制了新型井下动态腐蚀试验装置, 并利用该试验装置进行了井下动态腐蚀模拟试验。选择 1/4 圆弧 N80 钢挂片试样, 模拟实际工况条件下流体对套管的腐蚀情况, 对腐蚀速率及腐蚀形态进行测试评价, 并对腐蚀产物的微观形貌进行了分析。试验结果显示, 在试验研究的参数范围内, N80 套管钢腐蚀速率较高, 不同部位的平均腐蚀速率为 0.168 9~0.571 8 mm/a, 并随 CO₂ 分压、温度、流速增大而增大, 表现出较严重的 CO₂ 局部腐蚀形态特征。微观形貌分析表明, 流速是导致抽油泵吸入口附近套管腐蚀速率最大的主控因素, 其腐蚀速率达到 0.571 8 mm/a, 这与现场腐蚀套管穿孔情况相符。研究表明, 该试验装置具有较好的模拟性和适用性, 可为油套腐蚀机理试验研究提供新的测试手段。

关键词: 套管 二氧化碳腐蚀 动态模拟 腐蚀速率 江苏油田

中图分类号: TE983 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2014)03-0112-06

Development and Application of Downhole Dynamic Corrosion Test Device

Gao Fei¹, Lou Yishan¹, Wu Qiong², Li Zhonghui¹, Tang Lihua³

(1. MOE Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources(Yangtze University), Wuhan, Hubei, 430100, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Henan Oilfield Company, Sinopec, Nanyang, Henan, 473132, China; 3. Engineering and Technology Institute, Jiangsu Oilfield Company, Sinopec, Yangzhou, Jiangsu, 225008, China)

Abstract: In order to determine the influencing factors and mechanism of carbon dioxide corrosion in Jiangsu Oilfield and find a solution for casing corrosion, we independently developed dynamic corrosion experiment device, and carried out downhole dynamic corrosion experiments 1/4 arc steel sheet of $\phi 139.7 \text{ mm} \times \phi 124.3 \text{ mm} \times 16$ was used to simulate carbon dioxide corrosion on casing at partial pressure of 0—2.5 MPa, temperature of 60—80 °C, flow rate of 0.02—0.04 m/s, to evaluate the corrosion rate and corrosion morphology and analyze the micro-morphology of the corrosion products. Based on the experiment, casing corrosion mechanism was studied. Experimental results show that API N80 casing steel exhibits higher corrosion rate. The average corrosion rate is 0.168 9—0.571 8 mm/a, and would increases with the increase of the partial pressure of CO₂, temperature and flow rate, resulting in serious carbon dioxide local corrosion morphology. The microstructure analysis shows that flow velocity is the main effect factor which causes corrosion of oil pump suction port near the casing, and its corrosion rate is 0.571 8 mm/a, which is consistent with the corrosion casing leakage situation on site. The research results show that the new experimental device can simulate the carbon dioxide corrosion accurately, providing a new test method for related experimental study on casing corrosion mechanism.

Key words: casing; carbon dioxide corrosion; dynamic simulation; corrosion rate; Jiangsu Oilfield

截至 2013 年底, 江苏油田共发现 360 口套损井, 其中腐蚀破漏井 247 口, 占套损井数的 68.6%, 而泵挂附近的套管破漏井超过了 50%。可见, 套管腐蚀穿孔是江苏油田主要的套损形式^[1], 它不仅影响了油田的正常生产, 而且造成注采井网

收稿日期: 2013-05-09; **改回日期:** 2014-03-05。

作者简介: 高斐(1982—), 男, 湖北汉川人, 2006 年毕业于长江大学石油工程专业, 2011 年获长江大学油气井工程专业硕士学位, 在读博士研究生, 主要从事岩石力学与钻井工程方面的研究。

联系方式: (027)69111046, fgat163@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目“腐蚀-冲蚀耦合作用下套管柱可靠性研究”(编号:51274047)部分研究内容。

紊乱、产量递减加快,给油田带来了巨大的经济损失。江苏油田腐蚀环境现场监测发现,地层水矿化度 $(1.8\sim 5.0)\times 10^4$ mg/L,采出气中 CO_2 含量在5%以上,出井油管柱表面呈现出明显的网状腐蚀坑点形貌,经分析腐蚀产物主要为 FeCO_3 ,表明 CO_2 腐蚀是造成套管穿孔的主要原因^[2-3]。

为了分析 CO_2 腐蚀机理并制定相应的防腐技术措施^[4],需要进行针对江苏油田井下环境的 CO_2 腐蚀室内模拟试验研究。目前,研究套管腐蚀机理及其影响因素的试验装置主要有2类^[5]:一类试样固定不动,一类试样旋转。这2类试验装置针对性不同,其功能和结构也有所不同,共同的缺陷在于试验装置内部都没有生产管柱结构,无法真实模拟井下油套环空及抽油泵吸入口附近多相流体的实际流速、流态等因素对套管腐蚀速率及状态的影响,试验测得的结果偏差必然较大。鉴于此,笔者调研了国内外现有腐蚀试验装置结构及相关技术,结合井下抽油泵的生产工况和油井管柱结构,研制出了新型井下动态腐蚀模拟试验装置;利用该试验装置,模拟江苏油田实际工况条件试验研究了 CO_2 对套管的腐蚀情况,分析了腐蚀形貌特征和腐蚀速率的影响因素。

1 动态腐蚀试验装置的研制

1.1 研制思路

由于油井套管长期处于井下高温高压、地层水和油气混合物的复杂环境中,并且持续受到流体的冲刷,因此,为了保证试验结果的有效性和可靠性^[6],设计动态模拟试验装置的过程中应考虑以下几个方面:

1) 采用全尺寸模拟油套环空的管柱组合,以便真实模拟采油过程中流体在井筒中的实际流场和流动状态。

2) 动态腐蚀试验装置的关键在于腐蚀介质与试样之间的相对运动方式。试验装置采用将环形试样嵌入凹槽内的设计,保证试样的内表面与管道内表面平齐,尽可能实现试样在腐蚀流体介质中仅受切向力的作用。

3) 为了防止流体的扰动作用,在缓冲容器内设置合适的阻流隔板,消除流体在泵的输送作用下产生的漩涡,模拟地层流体进入井筒的真实状态。

4) 为了便于研究试样在流动介质中的腐蚀规律及形态,泵的排量与现场油井泵的排量范围相同,并可调。

5) 选择能承受温度为 $120\text{ }^\circ\text{C}$ 、压力为 2.5 MPa

及耐腐蚀性的材料。

6) 确保试验装置的可靠性和高温稳定性,满足高温高压环境下连续工作的要求。

1.2 基本结构

根据以上研制思路,并结合国内已有装置的基本结构,自行设计并制造了新型井下动态腐蚀模拟试验装置,如图1所示。其中,缓冲容器由加热器、阻流隔板、加气阀、排液阀等组成;主立管由若干立管单体叠加连接而成,每一立管单体上均设计有安装试样的试样槽,筛管和油管设置在主立管内;动力循环系统由柱塞式计量泵、高压双层软管、回液管等组成。

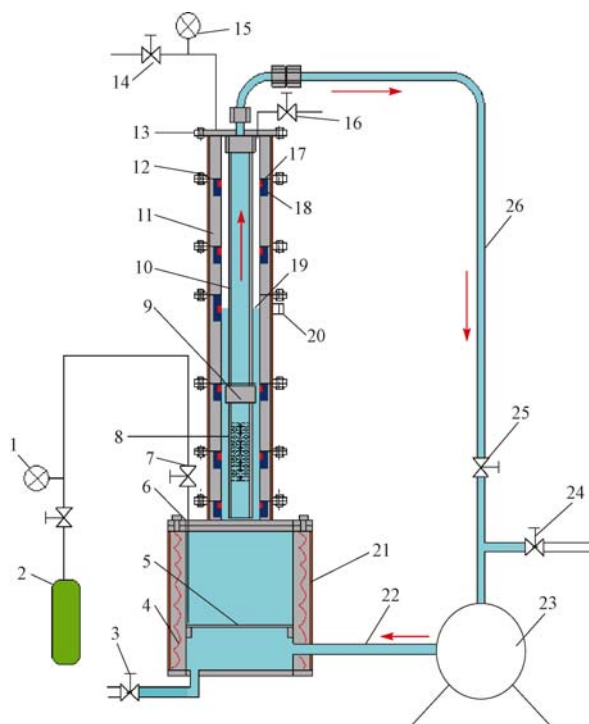


图1 新型井下动态腐蚀模拟试验装置示意

Fig.1 Downhole dynamic corrosion simulation test device

1. 压力表;2. 气压装置;3. 排液阀;4. 加热器;5. 阻流隔板;
6. 缓冲容器;7. 加气阀;8. 筛管;9. 接头;10. 油管;11. 主立管;
12. 试样槽;13. 法兰;14. 排气阀;15. 压力表;16. 安全阀;17. 试样;
18. 聚四氟乙烯衬套;19. 动液面;20. 观察窗;21. 保温层;22. 回液管;
23. 柱塞式计量泵;24. 加液阀;25. 截止阀;26. 高压双层软管

该试验装置依据相似理论^[7]进行设计,采用与现场油套管柱结构及尺寸一致的管柱组合和单活塞柱塞泵间歇性的送液方式,模拟采油过程中井下流体流动的真实状态,分别通过温控装置、气压控制装置、可调排量泵来控制温度、分压和流速。

1.3 装置的特点

1) 采用单活塞式柱塞泵模拟现场抽油泵的非连

续性输液方式,使装置内筛管附近及环空中流体的流动状态与现场一致,克服了原有设备的不足。

2) 试样放置在立管单体的聚四氟乙烯衬套槽内,试样的内表面与管道内表面平齐,只有试样的内表面与腐蚀性介质接触,克服了原有设备中试样对流体的阻碍作用,可真实模拟套管内腐蚀状况。

3) 主立管采用单个立管叠加而成,通过调节立管单体的位置来研究井下不同位置套管的腐蚀状况,克服了原有设备一次试验只能测定一个点的腐蚀速率的缺点。

4) 流速可调,泵排量最高达 2 400 L/min,可以保证室内试验的流速、流态与现场的环空流速、流态一致。

5) 温度和压力控制程度高,可以单独评价温度及 CO₂ 分压对套管腐蚀的影响。

2 试验样品及方法

江苏油田瓦庄区块油井产液量为 15~30 m³/d, CO₂ 分压为 0.1~0.2 MPa,套损位置温度为 60~80 °C,套管为 N80 钢,其化学成分的质量分数:C 为 0.240%,Si 为 0.220%,Mn 为 1.190%,P 为 0.013%,S 为 0.004%,Cr 为 0.036%,Mo 为 0.021%,Ni 为 0.028%,Nb 为 0.006%,V 为 0.017%,Ti 为 0.110%,Cu 为 0.019%。试验介质采用取自瓦7-26井的油层采出水,水型为 CaCl₂,总矿化度为 43 675.2 mg/L,其中:Cl⁻ 为 25 804.1 mg/L, HCO₃⁻ 为 492.2 mg/L, SO₄²⁻ 为 537.5 mg/L, Mg²⁺ 为 159.5 mg/L, Ca²⁺ 为 1 360.3 mg/L, Na⁺ + K⁺ 为 15 321.6 mg/L,硫化物为 22.0 mg/L,总铁为 110.0 mg/L, pH 值为 6.0。试验试样为 $\phi 13.7 \text{ mm} \times \phi 24.3 \text{ mm} \times 16.0 \text{ mm}$ 的 1/4 圆弧挂片。将试样表面用砂子逐级打磨至 1 000 #,精确测量试样的弧长、弧宽和厚度,用丙酮、无水乙醇清洗除油脱水之后,为消除聚四氟乙烯对试样可能造成的缝隙腐蚀的影响,60 °C 下在 30% 硝酸中钝化 1 h,干燥之后用电子天平测量质量(精确至 0.1 mg),并置于干燥皿中备用。

江苏油田套管穿孔的主要位置集中在井下抽油泵吸入口附近,且 CO₂ 腐蚀是造成套管穿孔的主要原因。为了研究泵吸入口附近的腐蚀机理及腐蚀形态,并检验其是否与现场腐蚀情况一致,利用试验装置进行不同 CO₂ 分压、温度和流速条件下的腐蚀试验。试验前,用 1 000 # 金相砂子研磨试样试验面,去除钝化膜。将磨好的试样安放到试样槽中,试样

工作面与上下管柱面平齐,垫上聚四氟乙烯垫片,连接并封固好法兰。打开加液阀,启动电机和泵,泵入油田采出水至动液面附近后关闭加液阀,向里通 2 h 纯度 99.9% 的 CO₂,除去安装试样过程中混入的氧气。升高温度,调整 CO₂ 压力阀和泵的排量,使腐蚀试验装置内的压力(忽略试验过程中水蒸气压力的影响)和流速达到设计值,按照设计的试验周期进行试验。

3 腐蚀形貌特征分析

分别在以下 4 种条件下进行 N80 钢试样腐蚀试验:(a)温度 70 °C, CO₂ 分压 0.1 MPa, 日产液量 20 m³/d;(b)温度 70 °C, CO₂ 分压 0.2 MPa, 日产液量 20 m³/d;(c)温度 70 °C, CO₂ 分压 0.2 MPa, 日产液量 10 m³/d;(d)温度 80 °C, CO₂ 分压 0.2 MPa, 日产液量 20 m³/d, 腐蚀后的表面宏观形貌和腐蚀产物膜的 SEM 微观形貌分别见图 2、图 3。

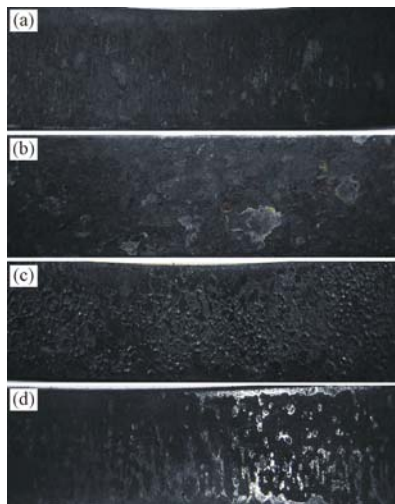


图 2 不同条件下的 N80 钢腐蚀产物膜宏观形貌

Fig. 2 Macroscopic feature of N80 steel corrosion product film under different conditions

从图 2 可以看出:(a)、(b)、(c)以均匀腐蚀为主,存在局部腐蚀;(d)以局部腐蚀为主。观察发现,试片的表面都覆盖有明显的腐蚀产物膜,并且部分产物膜已经剥离了基体表面,这是由于生成的腐蚀产物膜不够致密且与基体的结合较弱,被流体流动产生的剪切力剥离了基体表面。腐蚀产物膜脱落的位置,可明显观察到金属基体已经产生了局部腐蚀,点蚀坑形貌特征明显。

从见图 3 可以看出:CO₂ 分压为 0.1 MPa 时,腐蚀产物膜薄且疏松,FeCO₃ 晶体颗粒细小且不

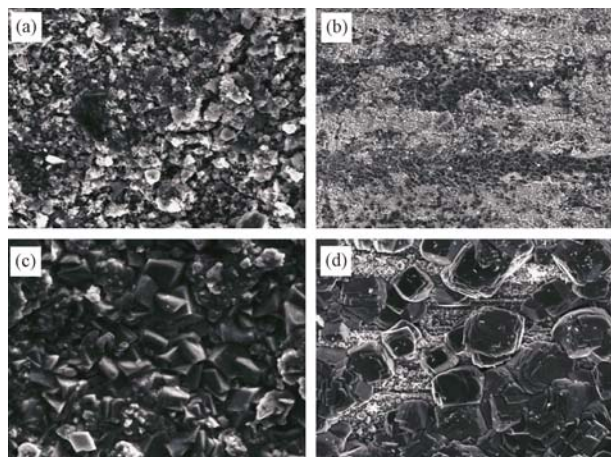


图 3 不同条件下的 N80 钢腐蚀产物膜微观形貌

Fig. 3 Micro-morphology of corrosion surface product film under different conditions

规则,腐蚀产物膜具有明显的裂纹(见图 3(a)),腐蚀性介质容易通过缝隙与基体接触,在金属表面诱发点蚀核心,进一步发展成局部腐蚀;随着 CO_2 分压的增大,当 CO_2 分压为 0.2 MPa 时, FeCO_3 晶体粒度增大,堆垛变得比较明显(见图 3(b)),在流体冲刷作用下冲蚀形貌明显,产物膜致密性差,晶体之间空隙率大,并且不同覆盖度之间会形成自催化特性很强的腐蚀电偶^[8],没有被覆盖的区域因自催化作用腐蚀加快;在低流速下,日产液量为 $10 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,流体中的 HCO_3^- 、 H^+ 等扩散慢,降低了腐蚀介质到达金属表面的传质速度,阴极去极化弱,同时产生

的 Fe^{2+} 不能迅速地离开金属表面,此外,由于低流速冲刷力较小,腐蚀产物膜比较完整(见图 3(c)),产生的难溶性碳酸盐填补了 FeCO_3 晶粒空隙,对基体起到保护作用,因此腐蚀速率低;随着温度的升高, FeCO_3 溶解度下降^[9],溶液中的 Fe^{2+} 和 CO_3^{2-} 更容易达到饱和而沉积, FeCO_3 在材料表面形核和生长的速度加快,腐蚀产物膜的厚度和致密性增加(见图 3(d)),但是在流速的影响下,膜的致密性变差,晶体间结合不紧密,存在较大空间,同时介质中含有的高浓度 Cl^- 能够优先吸附到膜的破损处,或者直接穿过膜的空隙与金属接触^[10],发生反应后生成可溶性化合物,导致局部腐蚀严重。

由以上试验可知,在现场工况条件下, CO_2 分压、流速和温度对腐蚀都有影响,随着它们的增大,局部腐蚀越来越严重,其中图 3(d)表面的腐蚀产物绝大部分已被流体剥离掉,表面露出许多不均匀分布的麻点和蚀坑,局部腐蚀严重,这与现场套损井的腐蚀状况一致。

4 影响因素试验分析

4.1 CO_2 分压对腐蚀速率的影响

N80 试样在温度 70°C ,泵排量 $20 \text{ m}^3/\text{d}$, CO_2 分压分别为 0.05, 0.10, 0.15 和 0.20 MPa 条件下,试验周期为 7 d 的平均腐蚀速率试验结果见表 1。

表 1 不同 CO_2 分压条件下套管的腐蚀速率Table 1 Casing corrosion rate under different CO_2 partial pressure

序号	温度/ $^\circ\text{C}$	CO_2 分压/ MPa	产液量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	腐蚀速率/($\text{mm} \cdot \text{a}^{-1}$)				
				筛管以下	泵吸入口	动液面以下	动液面附近	动液面以上
1	70	0.05	20	0.229 1	0.303 3	0.245 6	0.186 4	0.168 9
2	70	0.10	20	0.253 8	0.339 2	0.293 5	0.209 4	0.170 1
3	70	0.15	20	0.312 9	0.371 6	0.340 1	0.220 6	0.179 9
4	70	0.20	20	0.353 4	0.387 6	0.369 4	0.233 4	0.187 6

从表 1 可以看出, CO_2 分压对腐蚀速率的影响较大,随着 CO_2 分压的升高,不同位置挂片的腐蚀速率均增大。这是因为 CO_2 分压升高, CO_2 在水中的溶解度也相应增大,从碳酸中电离出来的 H^+ 的浓度必然升高^[11],腐蚀介质的 pH 值随之降低,促进了 H^+ 的阴极去极化过程。因此,一方面加速了挂片的腐蚀;另一方面促进了腐蚀产物 FeCO_3 的溶解,使挂片表面裸露于腐蚀介质中,促进了挂片的腐蚀。这与以往的研究结果^[12-15]相一致。江苏油田油井套管腐蚀情况表明, CO_2 分压高的井,套管腐蚀更为严重,这与试验结果相符。

4.2 温度对腐蚀速率的影响

N80 试样在 CO_2 分压为 0.2 MPa,泵排量为 $20 \text{ m}^3/\text{d}$,温度分别为 60°C , 70°C 和 80°C 条件下,试验周期为 7 d 的平均腐蚀速率试验结果见表 2。

从表 2 可以看出,随着温度上升,不同位置挂片的腐蚀速率也都随之增大。这是因为随着温度的升高,腐蚀化学反应的动力学增大,同时腐蚀介质的活性增大,加速了 FeCO_3 的生成,并且在动态条件下,流速的影响加速了腐蚀产物膜的溶解,或者使腐蚀产物膜从挂片表面剥离,所以挂片表面处于活化状

表2 不同温度条件下套管的腐蚀速率

Table 2 Casing corrosion rate under different temperature

序号	温度/℃	CO ₂ 分压/ MPa	产液量/ (m ³ · d ⁻¹)	腐蚀速率/(mm · a ⁻¹)				
				筛管以下	泵吸入口	动液面以下	动液面附近	动液面以上
1	60	0.20	20	0.312 3	0.374 1	0.330 5	0.218 0	0.175 0
2	70	0.20	20	0.353 4	0.387 6	0.369 4	0.233 4	0.187 6
3	80	0.20	20	0.401 6	0.442 1	0.425 7	0.247 6	0.189 3

态^[16],腐蚀速率随着温度升高而增大。观察发现,生成的黑色疏松的腐蚀产物与挂片表面的结合较弱且不致密,基本上对挂片基体不具有保护作用。这与赵国仙等人^[17]的研究结果一致。江苏油田套损井统计资料表明,套管穿孔位置多集中在井温为80℃左右的井深处,这与试验结果相符。

4.3 日产液量对腐蚀速率的影响

在温度为70℃,CO₂分压为0.2 MPa,泵排量分别为15,20,25和30 m³/d条件下,试验周期为7 d的平均腐蚀速率试验结果见表3。

表3 不同日产液量条件下套管的腐蚀速率

Table 3 Casing corrosion rate under different daily fluid production

序号	温度/℃	CO ₂ 分压/ MPa	产液量/ (m ³ · d ⁻¹)	腐蚀速率/(mm · a ⁻¹)				
				筛管以下	泵吸入口	动液面以下	动液面附近	动液面以上
1	70	0.20	15	0.299 5	0.365 5	0.332 4	0.230 1	0.173 3
2	70	0.20	20	0.353 4	0.387 6	0.369 4	0.233 4	0.187 6
3	70	0.20	25	0.463 9	0.533 1	0.489 9	0.302 7	0.189 9
4	70	0.20	30	0.501 1	0.571 8	0.524 6	0.355 7	0.191 5

蚀速率不同,井下抽油泵吸入口附近挂片的腐蚀速率最大,筛管以下和动液面以下次之,动液面附近较小,动液面以上挂片的腐蚀速率轻微。这主要是因为泵吸入口筛管附近环空流道与其他位置不同,造成该处流体的流速和流态也不同于其他位置,同时在泵间歇式运动情况下,流体对套管壁的扰动作用增强,不仅加速了腐蚀介质传递到基体表面,而且增加了流体与金属之间的剪切应力,使腐蚀产物膜损伤、破损或剥离基体表面,腐蚀性介质继续侵蚀基体,加剧该处的腐蚀,形成局部腐蚀坑。

以上研究表明,自行设计和制造的动态腐蚀模拟试验装置能满足模拟现场井下油套管腐蚀状况的要求,模拟结果与现场工况的检测结果较吻合,能够用于现场流动态腐蚀机理研究及腐蚀状态评价。

5 结论与建议

1) 自行设计研制了新型井下动态腐蚀模拟试

验装置,从表3可以看出,日产液量增加,流速增大,不同位置挂片的腐蚀速率也增大。高流速促使HCO₃⁻和H⁺等去极化离子更快地传递到挂片表面,同时也加快了腐蚀电荷的传质速度,使腐蚀速率增大;并且,高流速对挂片表面产生的剪切作用阻碍了致密产物膜的形成或对已形成的膜起冲刷作用,使腐蚀加剧。该试验结果与前人的研究结果^[18]一致。现场数据监测发现,油井日产液量越高,套管的寿命就越低,与试验结果相一致。

横向比较不同CO₂分压、温度和产液量条件下不同位置的腐蚀速率可以看出,井下不同位置的腐

蚀速率不同,井下抽油泵吸入口附近挂片的腐蚀速率最大,筛管以下和动液面以下次之,动液面附近较小,动液面以上挂片的腐蚀速率轻微。这主要是因为泵吸入口筛管附近环空流道与其他位置不同,造成该处流体的流速和流态也不同于其他位置,同时在泵间歇式运动情况下,流体对套管壁的扰动作用增强,不仅加速了腐蚀介质传递到基体表面,而且增加了流体与金属之间的剪切应力,使腐蚀产物膜损伤、破损或剥离基体表面,腐蚀性介质继续侵蚀基体,加剧该处的腐蚀,形成局部腐蚀坑。

2) 试验分析表明,江苏油田套管穿孔的主要原因是CO₂的局部腐蚀,并且腐蚀速率随着CO₂分压、温度、流速的增大而增大。其中,流体的流速和流态是造成井下抽油泵吸入口附近套管穿孔的主控因素。

3) 建议进一步研究井下抽油泵吸入口处流体的流动规律,为指导油田制定有效的防CO₂腐蚀措施提供理论支持。

参 考 文 献

References

- [1] 张辉,曲桂亮,韩红霞,等. 临南油田油水井套损分析及防治对策[J]. 石油钻探技术,2004,32(6):22-24.
Zhang Hui, Qu Guiliang, Han Hongxia, et al. Casing damages and preventions in the Linnan Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(6): 22-24.

- [2] 侯立中, 吴俊霞. 腐蚀引起钻柱刺漏的机理分析及预防措施[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(2): 26-28.
Hou Lizhong, Wu Junxia. Mechanism analysis and preventive measures of drill string washout caused by corrosion[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(2): 26-28.
- [3] 毛克伟, 史茂成. 油气井套管腐蚀原因与防腐措施[J]. 石油钻探技术, 1996, 24(1): 31-36.
Mao Kewei, Shi Maocheng. Cause and prevention of casing corrosion in oil wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1996, 24(1): 31-36.
- [4] 林永学, 陈雷, 王立志. CO₂ 腐蚀环境下油管防腐技术方法初探[J]. 石油钻探技术, 1999, 27(3): 34-36.
Lin Yongxue, Chen Lei, Wang Lizhi. Discussion on technology of anti-corrosion of tubing in the CO₂ corrosive environment[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1999, 27(3): 34-36.
- [5] 姜胜利, 郑玉贵, 乔岩欣, 等. 高速喷射式冲刷腐蚀实验装置的研制及其实时动态电化学测试[J]. 腐蚀科学与防护, 2009, 21(5): 489-491.
Jiang Shengli, Zheng Yugui, Qiao Yanxin, et al. Design of a high-speed jet impingement erosion corrosion apparatus and in-situ electrochemical measurement[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2009, 21(5): 489-491.
- [6] 林玉珍, 雍兴跃, 徐瑞芬. 动态腐蚀模拟实验装置的研制[J]. 全面腐蚀控制, 1995, 9(2): 7-10.
Lin Yuzhen, Yong Xingyue, Xu Ruifen. Development of an experimental device for dynamic simulation of corrosion[J]. Total Corrosion Control, 1995, 9(2): 7-10.
- [7] 田光. 流速对二氧化碳腐蚀速率影响的研究[D]. 西安: 西安石油大学石油工程学院, 2010.
Tian Guang. A study of influence on carbon dioxide corrosion rate by velocity[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, College of Petroleum Engineering, 2010.
- [8] 万里平, 孟英峰, 梁发书. 油气田开发中的二氧化碳腐蚀及其影响因素[J]. 全面腐蚀控制, 2003, 17(2): 14-17.
Wan Liping, Meng Yingfeng, Liang Fashu. Carbon dioxide corrosion and its influence factors in oil/gas field exploitation[J]. Total Corrosion Control, 2003, 17(2): 14-17.
- [9] 赵景茂, 顾明广, 左禹. 碳钢在二氧化碳溶液中腐蚀影响因素的研究[J]. 北京化工大学学报, 2005, 32(5): 71-74.
Zhao Jingmao, Gu Mingguang, Zuo Yu. Influencing factors on corrosion of mild steel in carbon dioxide environment[J]. Journal of Beijing University of Chemical Technology, 2005, 32(5): 71-74.
- [10] 符中欣. 含 CO₂ 段塞流对 X60 钢的腐蚀[J]. 油气田地面工程, 2009, 28(7): 27-28.
Fu Zhongxin. The corrosion of slug flow with dissolved CO₂ on X60 steel[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2009, 28(7): 27-28.
- [11] 赵国仙, 严密林, 路民旭, 等. 石油天然气工业中 CO₂ 腐蚀的研究进展[J]. 腐蚀与防护, 1998, 19(2): 51-54.
Zhao Guoxian, Yan Milin, Lu Minxu, et al. Advances in research of CO₂ corrosion in oil and gas industry[J]. Corrosion & Protection, 1998, 19(2): 51-54.
- [12] 赵章明. 油气井腐蚀防护与材质选择指南[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 71-73.
Zhao Zhangming. Corrosion protection of oil and gas wells and material selection guide [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 71-73.
- [13] 林冠发, 白真权, 赵新伟, 等. CO₂ 腐蚀产物膜形态结构与温度和压力的关系[J]. 石油机械, 2005, 33(2): 1-4.
Lin Guanfa, Bai Zhenquan, Zhao Xinwei, et al. Effect of temperature and pressure on profile of CO₂ corrosion scales on oil well steels[J]. China Petroleum Machinery, 2005, 33(2): 1-4.
- [14] Waard C De, Milliams D E. Carbonic acid corrosion of steel[J]. Corrosion, 1975, 31(5): 177-181.
- [15] 朱世东, 林冠发, 白真权, 等. 油田套管 P110 钢腐蚀的影响因素[J]. 材料保护, 2009, 42(1): 48-51.
Zhu Shidong, Lin Guanfa, Bai Zhenquan, et al. Corrosion behavior of P110 steel CO₂ atmosphere[J]. Materials Protection, 2009, 42(1): 48-51.
- [16] 龙凤乐, 郑文军, 陈长风, 等. 温度、CO₂ 分压、流速、pH 值对 X65 管线钢 CO₂ 均匀腐蚀速率的影响规律[J]. 腐蚀与防护, 2005, 26(7): 290-293.
Long Fengle, Zheng Wenjun, Chen Changfeng, et al. Influence of temperature, CO₂ partial pressure, flow rate and pH value on uniform corrosion rate of X65 pipeline steel[J]. Corrosion & Protection, 2005, 26(7): 290-293.
- [17] 赵国仙, 严密林, 陈长风, 等. 影响碳钢 CO₂ 腐蚀速率因素的研究[J]. 石油矿场机械, 2001, 30(增刊 1): 72-73.
Zhao Guoxian, Yan Milin, Chen Changfeng, et al. Studies on influence factors of CO₂ corrosion rate[J]. Oil Field Equipment, 2001, 30(supplement 1): 72-73.
- [18] 赵国仙, 吕祥鸿, 韩勇, 等. 流速对 P110 钢腐蚀行为的影响[J]. 材料工程, 2008(8): 5-8.
Zhao Guoxian, Lü Xianghong, Han Yong, et al. Effect of flow rate on CO₂ corrosion behavior of P110 steel[J]. Materials Engineering, 2008(8): 5-8.

[编辑 滕春鸣]