

引用格式:李月爱,吴涛,潘阳秋.注氮气采油井筒腐蚀评价与治理对策讨论[J].油气藏评价与开发,2020,10(2):116-120.

LI Y A, WU T, PAN Y Q. Evaluation of wellbore corrosion in nitrogen injection production and discussion on corrosion control measures[J].

Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 116-120.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.02.020

## 注氮气采油井筒腐蚀评价与治理对策讨论

李月爱,吴涛,潘阳秋

(中国石化西北油田分公司,新疆乌鲁木齐 830011)

**摘要:**塔河油田注氮气采油是碳酸盐岩油藏重要的提高采收率措施之一,取得了较好的降递减和增油效果。但目前采用的膜分离制氮和碳分子筛分离制氮技术,制氮纯度分别为97%和99%,注入气中含一定量的氧气。随着注气轮次的增加,井筒腐蚀日趋严重。针对注氮气井筒腐蚀问题,采用高温高压动态腐蚀模拟装置,开展注氮气井筒腐蚀机理研究,测定注气氧含量、温度、注气压力和注入速度对腐蚀速率的影响。实验表明,温度从70℃升至110℃,模拟井下环境管材腐蚀速率增大1.3~2.0倍,达到4.23 mm/a;注气氧含量从0.7%提高至1.5%,模拟井下环境管材腐蚀速率增大0.7~1.0倍,达到2.91 mm/a。分析井筒腐蚀的主控因素为注气氧含量和温度。进行注氮气采油井筒腐蚀对策讨论,提出了提高制氮纯度减少氧含量,配套内衬管和缓蚀剂的思路,可有效治理注氮气采油井筒腐蚀。

**关键词:**注氮气;采油;氧腐蚀;腐蚀机理

中图分类号:TE983

文献标识码:A

### Evaluation of wellbore corrosion in nitrogen injection production and discussion on corrosion control measures

LI Yueai, WU Tao, PAN Yangqiu

(Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

**Abstract:** Nitrogen injection in Tahe oilfield is one of the important measures to enhance oil recovery in carbonate reservoirs, and has achieved good effect of reducing the gradual decrease and increasing oil production. However, the purity of nitrogen produced by membrane separation and carbon molecular sieve separation is 97% and 99%, respectively. And the injected gas contains a certain amount of oxygen. With the increase of gas injection cycle rounds, borehole corrosion becomes more and more serious. In order to solve the problem of wellbore corrosion in nitrogen injection wells, dynamic corrosion simulator of high temperature and high pressure was used to study the corrosion mechanism of nitrogen injection wellbore, and the effects of oxygen content of gas injection, temperature, injection pressure and injection rate on corrosion rate were measured. Experiments show that the corrosion rate of pipe in simulated downhole environment increases by 1.3~2.0 times from 70℃ to 110℃, reaching 4.23 mm/a; the oxygen content increases from 0.7% to 1.5%, and the corrosion rate of pipe in simulated downhole environment increases by 0.7~1.0 times, reaching 2.91 mm/a. Thus, the main controlling factors of wellbore corrosion are oxygen content and temperature. Meanwhile, corrosion countermeasures of nitrogen injection wellbore are discussed, and the idea of improving purity of nitrogen production, reducing oxygen content, matching liner and corrosion inhibitor is put forward. It can effectively control corrosion of nitrogen injection wellbore.

**Key words:** nitrogen injection, oil recovery, oxygen corrosion, corrosion mechanism

目前注氮气提高原油采收率已经在国内外获得了普遍的认识和应用,在理论研究、室内实验和矿场运用方面都已得到深入研究,积累了丰富的经验<sup>[1-2]</sup>。注氮气提高原油采收率是塔河油田碳酸盐岩

收稿日期:2019-09-25。

第一作者简介:李月爱(1981—),女,硕士,工程师,主要从事油气集输与安全管理。通讯地址:新疆乌鲁木齐市新市区长春路466号,邮政编码:830011。E-mail:42482125@qq.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程”(2016ZX05053)。

油藏提高采收率的有效措施<sup>[3]</sup>。近五年,塔河油田开展注氮气施工超1 000井次,累计注入氮气 $7 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,累计增油 $2 \times 10^6 \text{ t}$ 。目前塔河工区内制氮分为膜分离制氮和碳分子筛分离制氮,注入氮气中含一定量的氧气<sup>[4-5]</sup>。随着注气工作的深入开展,注氮气轮次和注气量的增加,井下腐蚀现象越来越严重,导致部分注氮气井封隔器失封、管柱穿孔和断裂,维护作业难度大<sup>[6-8]</sup>,典型的单元注气井油管腐蚀如图1所示。注气井油管平均下深3 650 m,腐蚀在全井管柱均有分布,严重腐蚀集中在2 500 m以下<sup>[9-10]</sup>。截至目前,塔河工区注气井井下作业1 040井次,其中,为因腐蚀导致的油管减薄、穿孔和光杆断脱而开展的井下作业达440井次。注气井腐蚀问题日益突出,已严重影响油田开发。因此,有效的井下腐蚀防治技术成为目前注氮气开发急需解决的问题<sup>[11-12]</sup>。通过高温高压动态腐蚀模拟实验装置,开展影响腐蚀主控因素研究,并有针对性地提出解决对策,可有效控制和防治井下腐蚀情况的发生。



图1 T402井单元注气油管腐蚀

Fig. 1 Corrosion of gas injection tubing of well-T402

## 1 注氮气井井筒动态腐蚀模拟实验

### 1.1 腐蚀速率计算方法及实验装置

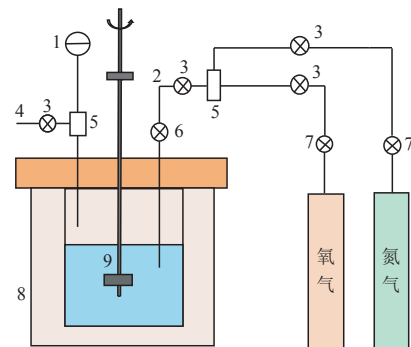
选用塔河油田注气井常用油管材质 P110 和 P110S 进行实验,参照标准 GB/T 16545—2015《金属和合金的腐蚀 腐蚀试样上腐蚀产物的清除》清除腐

蚀产物,利用失重法并按照式(1)计算均匀腐蚀速率:

$$R_c = \frac{8.76 \times 10^7 \times (m_1 - m_2)}{S \times T \times D} \quad (1)$$

式中: $R_c$ 为均匀腐蚀速率,mm/a; $m_1$ 为实验前试样质量,g; $m_2$ 为实验后试样质量,g; $S$ 为试样表面积, $\text{cm}^2$ ; $T$ 为实验周期,h; $D$ 为试样密度, $\text{kg}/\text{m}^3$ 。

采用高温高压动态腐蚀模拟实验装置进行实验研究,实验装置如图2所示,最高实验压力为50 MPa,最高实验温度为130 ℃。



1. 压力计; 2. 进气管线; 3. 控制阀; 4. 气体出口管线; 5. 三通; 6. 针型阀; 7. 减压阀; 8. 加热装置; 9. 搅拌器

图2 高温高压动态腐蚀模拟实验装置

Fig. 2 Dynamic corrosion simulator of high temperature and high pressure

### 1.2 注气氧含量及温度对注气井井筒材质耐腐蚀结垢性能的影响

塔河油田现场制氮工艺所制备的氮气的氧含量为0.7%和2.5%,敏感腐蚀结垢温度点在70~110 ℃。因此,选取常用注气压力35 MPa,敏感腐蚀结垢温度点70 ℃、90 ℃和110 ℃,利用高温高压动态腐蚀反应釜模拟氧含量为0.7%、1.5%和2.5%的注气工况进行P110/P110S井下管材耐蚀性能的评价实验,具体的实验条件见表1。

表1 注气氧含量和温度对井筒腐蚀结垢影响模拟实验条件

Table 1 Simulated experimental conditions of influence of oxygen content and temperature on wellbore corrosion and scaling

序号	材质	实验压力/MPa	氧含量/%	温度/℃	注入速度/( $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ )	周期/h	水质
1	P110/P110S	35	0.7	70	1.5	168	塔一联出口水
2	P110/P110S	35	0.7	90	1.5	168	塔一联出口水
3	P110/P110S	35	0.7	110	1.5	168	塔一联出口水
4	P110/P110S	35	1.5	70	1.5	168	塔一联出口水
5	P110/P110S	35	1.5	90	1.5	168	塔一联出口水
6	P110/P110S	35	1.5	110	1.5	168	塔一联出口水
7	P110/P110S	35	2.5	70	1.5	168	塔一联出口水
8	P110/P110S	35	2.5	90	1.5	168	塔一联出口水
9	P110/P110S	35	2.5	110	1.5	168	塔一联出口水

利用失重法计算腐蚀速率,得到结果如图3所示。在注气氧含量为0.7%的条件下,P110试样在70℃下腐蚀速率为1.52 mm/a,90℃下腐蚀速率为1.89 mm/a,110℃下腐蚀速率为3.47 mm/a;P110S试样在70℃下腐蚀速率为1.42 mm/a,90℃下腐蚀速率为2.52 mm/a,110℃下腐蚀速率为4.23 mm/a。可以看出,在注气氧含量为0.7%的条件下,P110与P110S试样的腐蚀速率均随着温度升高而增大。由图4可知,注气氧含量对腐蚀影响较大。当注气氧含量从0.7%升至1.5%时,腐蚀速率提高0.7~1.0倍。

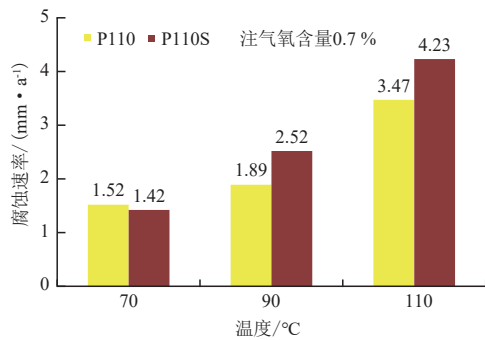


图3 注气氧含量0.7%,不同温度条件下P110/P110S试样均匀腐蚀速率

Fig. 3 Uniform corrosion rate of P110/P110S specimens with 0.7% oxygen content at different temperatures

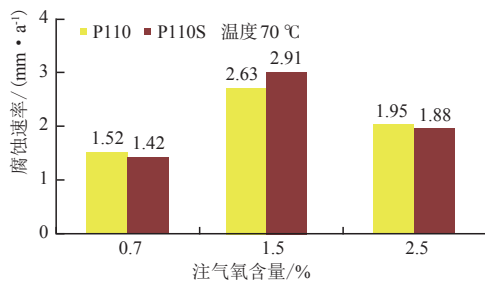
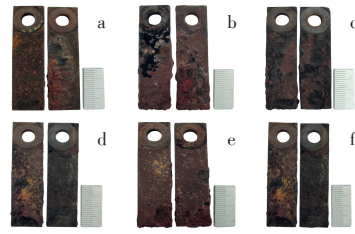


图4 温度70℃,不同注气氧含量条件下P110/P110S试样均匀腐蚀速率

Fig. 4 Uniform corrosion rate of P110/P110S specimens under different oxygen concentration at 70 °C

图5为不同温度条件下P110/P110S试样浸泡7d后的宏观形貌。可以看出3种温度条件下,其表面均形成了较厚的腐蚀产物膜,且表层为稍疏松的红色铁锈物,内层为黑色腐蚀产物。对试样表面腐蚀产



a.P110试样,温度70℃;b.P110试样,温度90℃;c.P110试样,温度110℃;  
d.P110S试样,温度70℃;e.P110S试样,温度90℃;f.P110S试样,温度110℃

图5 注气氧含量0.7%,不同温度条件下P110/P110S酸洗前宏观腐蚀形貌

Fig. 5 Macro corrosion morphology of P110/P110S before pickling under different temperature conditions with 0.7% oxygen

物进行X射线衍射分析(XRD)检测,试样表面腐蚀产物主要为 $Fe_3O_4$ 、 $CaCO_3$ 、 $Fe_2O_3$ 以及NaCl,为典型注气井油管腐蚀结垢产物。

### 1.3 注气压力对注气井井筒材质耐腐蚀结垢性能的影响

塔河油田注氮气施工压力为20~35 MPa。选取注气氧含量0.7%、温度90℃进行不同注气压力条件下P110/P110S耐蚀性能的评价实验,具体的实验条件见表2。

利用失重法计算腐蚀速率,得到结果如图6所示。P110试样在20 MPa下腐蚀速率为1.46 mm/a,35 MPa下腐蚀速率为2.08 mm/a;P110S试样在20 MPa下腐蚀速率为1.89 mm/a,35 MPa下腐蚀速率为2.52 mm/a。

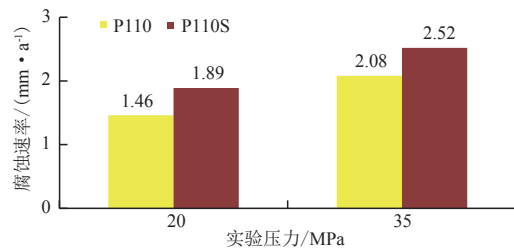


图6 不同注气压力条件下P110/P110S试样均匀腐蚀速率

Fig. 6 Uniform corrosion rate of P110/P110S specimens under different injection pressures

表2 注气压力对井筒腐蚀结垢影响模拟实验条件

Table 2 Simulation experimental conditions of influence of injection pressure on wellbore corrosion and scaling

序号	材质	实验压力/MPa	氧含量/%	温度/°C	注入速度/(m·s <sup>-1</sup> )	周期/h	水质
1	P110/P110S	20	0.7	90	1.5	168	塔—联出口水
2	P110/P110S	35	0.7	90	1.5	168	塔—联出口水

#### 1.4 注入速度对注气井井筒材质耐腐蚀结垢性能的影响

结合塔河油田注气井目前的注入速度变化区间,选取注气压力 35 MPa、注气氧含量 0.7%,温度 90 °C 进行不同注入速度(0.5 m/s 和 1.5 m/s)条件下 P110/P110S 耐蚀性能的评价实验,具体的实验条件见表 3。

利用失重法计算腐蚀速率,得到结果如图 7 所示。P110 试样在 0.5 m/s 下腐蚀速率为 3.19 mm/a, 1.5 m/s 下腐蚀速率为 1.89 mm/a; P110S 试样在 0.5 m/s 下腐蚀速率为 2.98 mm/a, 1.5 m/s 下腐蚀速率为 2.52 mm/a。

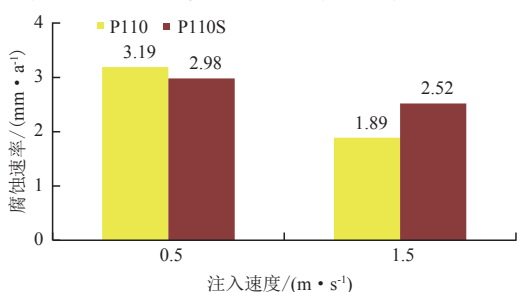


图 7 不同注入速度条件下 P110/P110S 试样均匀腐蚀速率

Fig. 7 Uniform corrosion rate of P110/P110S specimens at different injection rates

## 2 井筒腐蚀主控因素分析

注气井井筒动态腐蚀分析评价实验结果表明,当注气氧含量为 0.7%~2.5% 时,塔河油田注气井井筒结垢腐蚀风险严重。

1) 由图 3 可知,当注气氧含量恒定时,P110 和 P110S 的均匀腐蚀速率随着温度升高而增大,在 110 °C 达到峰值,温度对管材腐蚀速率影响较大。

2) 由图 4 可知,当注气氧含量为 0.7%~2.5% 时,在温度一定的情况下,P110 和 P110S 的腐蚀敏感性在注气氧含量为 1.5% 时相对较高。

3) 由图 6 可知,当注气压力从 20 MPa 升高至 35 MPa 时,P110 和 P110S 的腐蚀速率略有升高,注气压力对管材腐蚀速率影响有限。

4) 由图 7 可知,当注入速度从 0.5 m/s 升高至 1.5 m/s 时,P110 和 P110S 的均匀腐蚀速率有所降低。分析认为,这是由于如果注入速度过小,会导致

油管表面腐蚀产物不均一度增加,局部腐蚀敏感性增加,局部腐蚀坑内外的氧浓度差会进一步促进局部腐蚀的发展,导致均匀腐蚀速率较高。注入速度通过影响油管材质表面腐蚀产物的形成与破损进程来影响井筒材质的耐腐蚀性能。

研究结果表明,当注气氧含量为 0.7%~2.5% 时,塔河油田注气井井筒腐蚀结垢风险严重,腐蚀主控因素为温度和注气氧含量。各因素对 P110 和 P110S 材质耐腐蚀结垢性能的影响力从大到小排序为:注气氧含量、温度 > 注入速度 > 注气压力。

## 3 注氮气井筒腐蚀结垢治理对策讨论

从实验结论可知,注气氧含量、温度及材质选择,对井筒腐蚀影响较大,建议从材质优选、防腐工艺技术(涂层油管、内衬油管等)评价、化学药剂筛选等方面开展针对性研究,结合现场操作可行性和经济性,提出科学合理的腐蚀防控措施。

### 3.1 源头控制降低氧含量

由“注气氧含量及温度对注气井井筒材质耐腐蚀结垢性能的影响”可知,注气氧含量和温度对钢材腐蚀影响较大,降低注入氮气的氧含量,能有效减缓井下管材腐蚀情况的发生。对现有 97% 氮气设备进行升级改造,要求所有注氮气施工设备制氮纯度达 99%,从源头降低注气氧含量可大幅度降低腐蚀;另外,可适当添加除氧剂,有效除氧,降低腐蚀速率<sup>[13]</sup>。

### 3.2 内衬油管防止接触腐蚀

由于采用四级压缩、分子筛制氮工艺,现场制氮纯度最高只能达到 99%,含有一定量的氧气。考虑通过在油管内部穿插耐高温内衬管<sup>[14]</sup>,选择在较宽的温度范围内仍有较高强度、韧性、刚性,耐蠕变、耐疲劳、耐磨、自润滑等优良特性的材料。调查发现,目前内衬管最高耐受温度可达 135 °C,满足塔河生产需求。

### 3.3 添加缓蚀剂

缓蚀剂可有效控制井下腐蚀的发生<sup>[15]</sup>。开发适

表 3 注入速度对井筒腐蚀结垢影响模拟实验条件

Table 3 Simulation experimental conditions of influence of injection rate on wellbore corrosion and scaling

序号	材质	实验压力/MPa	氧含量/%	温度/°C	注入速度/(m · s <sup>-1</sup> )	周期/h	水质
1	P110/P110S	35	0.7	90	0.5	168	塔一联出口水
2	P110/P110S	35	0.7	90	1.5	168	塔一联出口水

合于塔河油田的耐温抗盐,与塔河注入水配伍性好的缓蚀剂,也是重要的研究方向之一。

## 4 结论及建议

1) 在注气氧含量一定的情况下(0.7%),温度从70℃升至110℃,P110管材腐蚀速率从1.52 mm/a提高至3.47 mm/a,增大1.3倍;P110S管材腐蚀速率从1.42 mm/a提高至4.23 mm/a,增大2.0倍。

2) 在温度一定的情况下(70℃),注气氧含量从0.7%提高至1.5%,P110管材腐蚀速率从1.51 mm/a提高至2.63 mm/a,增大0.7倍;P110S管材腐蚀速率从1.42 mm/a提高至2.91 mm/a,增大1.0倍。

3) 注气氧含量、温度及材质选择对井筒腐蚀影响较大,各因素对P110和P110S材质耐腐蚀结垢性能的影响力从大到小排序为:注气氧含量、温度>注入速度>注气压力。从源头降低氧含量,提高氮气纯度,从97%含氮量提升至99%,降低注入气体中氧气含量,可有效防治井筒腐蚀。

4) 在油管内部穿插耐高温内衬管,隔绝油管与腐蚀环境,可有效延长油管使用寿命,降低采油井控风险。现场检管作业表明,采用内穿插管技术的油管,可延长检管周期2年。

### 参考文献

- [1] 朱桂良,孙建芳,刘中春.塔河油田缝洞型油气藏气驱动用储量计算方法[J].石油与天然气地质,2019,40(2):436-442.  
ZHU G L, SUN J F, LIU Z C. An approach to calculate developed reserves in gas drive fractured-vuggy reservoirs in Tahe oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(2): 436-442.
- [2] 朱桂良,刘中春,宋传真,等.缝洞型油气藏不同注入气体最小混相压力计算方法[J].特种油气藏,2019,26(2):132-135.  
ZHU G L, LIU Z C, SONG C Z, et al. Minimum miscible pressure calculation method of gases injected in fracture-vug type reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 132-135.
- [3] 惠健,刘学利,汪洋,等.塔河油田缝洞型油气藏单井注氮气采油机理及实践[J].新疆石油地质,2015,36(1):75-77.  
HUI J, LIU X L, WANG Y, et al. Mechanism and practice of nitrogen injection for EOR in fractured-vuggy carbonate reservoir in Tahe oilfield, Tarim basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(1): 75-77.
- [4] 吕铁.缝洞型油气藏注氮气吞吐参数优化研究[J].特种油气藏,2018,25(5):119-124.  
LYU T. Nitrogen huff-puff parameter optimization in fracture-cavity reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(5): 119-124.
- [5] 袁飞宇,张世亮,海涛,等.缝洞型碳酸盐岩油气藏注氮气采油实践及认识[J].石油天然气学报,2014,36(12):165-168.  
YUAN F Y, ZHANG S L, HAI T, et al. Practice and understanding of nitrogen injection for fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(12): 165-168.
- [6] 钱程,张文学.注气(氮气)驱油技术发展现状与启示[J].化工管理,2014,29(29):161.  
QIAN C, ZHANG W X. Development and enlightenment of gas injection (nitrogen) driving technology[J]. Chemical Enterprise Management, 2014, 29(29): 161.
- [7] 祁丽莎,陈明贵,王小玮,等.塔河油田注气井井筒氧腐蚀机理研究[J].石油工程建设,2016,42(6):70-72.  
QI L S, CHEN M G, WANG X W, et al. Study of oxygen corrosion mechanism in wellbore tube for gas injection wells in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Engineering Construction, 2016, 42(6): 70-72.
- [8] 张绍槐.井筒完整性的定义、功能、应用及进展[J].石油钻采工艺,2018,40(1):1-8.  
ZHANG S H. Definition, function, application and progress of wellbore integrity[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(1): 1-8.
- [9] 张辉.井筒管理存在的问题与解决措施解析[J].中国石油和化工标准与质量,2018,38(9):54-55.  
ZHANG H. Problems in wellbore management and solutions[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2018, 38(9): 54-55.
- [10] 许艳艳,侯帆,丁保东,等.注氮气井井下设备腐蚀原因分析及相应对策[J].腐蚀与防护,2017,38(10):815-817.  
XU Y Y, HOU F, DING B D, et al. Corrosion analysis of down-hole device in a nitrogen injection well and relevant countermeasures[J]. Corrosion & Protection, 2017, 38(10): 815-817.
- [11] 王娜,卢志强,石鑫,等.塔河油田氧腐蚀防治技术[J].全面腐蚀控制,2013,27(8):48-50.  
WANG N, LU Z Q, SHI X, et al. Oxygen corrosion prevention technology in Tahe oilfield[J]. Total Corrosion Control, 2013, 27(8): 48-50.
- [12] 葛鹏莉,林罡,张小龙,等.注水/注气井管柱腐蚀现状及主要防腐技术应用研究进展[J].腐蚀科学与防护技术,2018,30(3):324-330.  
GE P L, LIN G, ZHANG X L, et al. Review of downhole tubing corrosion of water/gas injection well and anti-corrosion measures[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2018, 30(3): 324-330.
- [13] 方绍燕.油田注水系统腐蚀因素的分析[J].油田化学,2015,32(2):277-281.  
FANG S Y. Corrosion factors analysis of oilfield water injection system[J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(2): 277-281.
- [14] 郭延昌.超高分子量聚乙烯内衬油管防腐防偏磨内衬加工技术[J].中国石油和化工标准与质量,2012,32(S1):46-47.  
GUO Y C. Processing technology of anti-corrosion and anti-eccentric wear lining for ultra-high molecular weight polyethylene lining oil pipe[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2012, 32(S1): 46-47.
- [15] 龙媛媛,刘晶姝,孙振华,等.CO<sub>2</sub>驱采出井井下腐蚀监测技术与缓蚀剂优化加注技术在胜利油田的应用[J].腐蚀与防护,2018,39(增刊1):289-292.  
LONG Y Y, LIU J S, SUN Z H, et al. Application for corrosion monitoring and optimized corrosion inhibitor filling technology of carbon dioxide flooding wells in Shengli oil field[J]. Corrosion & Protection, 2018, 39(Supplement 1): 289-292.

(编辑 王隽)