

金县 1-1 水源井缓蚀阻垢剂筛选的实验研究

赵顺超, 戚亚东, 陈华兴, 吴华晓, 方涛

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300452)

摘要: 目的 解决金县 1-1 油田井下管柱腐蚀结垢问题。方法 结合金县 1-1 油田水源井 A1W 井的实际工况, 运用高温高压动态腐蚀测试仪对 N80 钢进行模拟井筒条件实验, 明确 A1W 井含 H₂S 的水对 N80 钢的腐蚀性和结垢性。运用室内实验分别对三种缓蚀剂和五种阻垢剂的单剂进行优选, 结合扫描电镜对试片表面进行微观形貌分析, 筛选出合适的缓蚀剂和阻垢剂的单剂。然后开展缓蚀剂和阻垢剂的单剂配伍性实验, 明确缓蚀剂和阻垢剂二者混合后的配伍性以及得出缓蚀剂和阻垢剂的最佳配比。**结果** 筛选出的 AA/AMPS 阻垢剂的阻垢率可达 84.2%, HS-3 缓蚀剂的缓蚀率达到 87.3%。缓蚀剂和阻垢剂配伍性和配比实验结果表明, HS-3 缓蚀剂和 AA/AMPS 配伍性较好, 当缓蚀剂和阻垢剂按照 11:1 的配比时, 缓蚀率可达 87.7%, 阻垢率可达 94%。**结论** 优选出的复合缓蚀阻垢剂的防腐阻垢性能, 可满足油田腐蚀防垢控制指标。

关键词: H₂S 腐蚀; 垢下腐蚀; 缓蚀剂; 阻垢剂

中图分类号: TG174.42 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-9242(2021)01-0091-07

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2021.01.014

Experimental Study on the Selection of Corrosion and Scale Inhibitors for Jinxian 1-1 Water Source Well

ZHAO Shun-chao, QI Ya-dong, CHEN Hua-xing, WU Hua-xiao, FANG Tao

(Bohai Oil Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC China Limited, Tianjin 300452, China)

ABSTRACT: To solve the problem of corrosion and scaling of downhole tubing in Jinxian 1-1 Oilfield. Combining the actual working conditions of the water source well in the Jinxian 1-1 Oilfield, a high temperature and high pressure dynamic corrosion tester was used to simulate the wellbore conditions to further understand the corrosion and scaling of the N80 steel in the H₂S-containing water of the A1W well. The method of indoor experiment was used to choose the optimal single inhibitor among three corrosion inhibitors and five scale inhibitors respectively based on analyzing the micro-topography of the surface of specimens with the scanning electron microscope. Finally, carrying out compatibility experiments on the optimized corrosion inhibitors and scale inhibitors to clarify the compatibility after mixing to get the best ratio of corrosion inhibitors and scale inhibitors. The scale inhibition rate of the selected AA/AMPS can reach 84.2%, and the corrosion inhibition rate of the selected HS-3 can reach 87.3%. Compatibility experiment results show that HS-3 and AA/AMPS have better compatibility. When the ratio of corrosion inhibitor and scale inhibitor is 11:1, the corrosion inhibition rate can reach 87.7%, and the scale inhibition rate can reach 94%. The performance of the optimized composite corrosion and scale inhibitor can meet the corrosion and scale control index of oilfield.

收稿日期: 2020-10-16; 修订日期: 2020-11-20

Received: 2020-10-16; Revised: 2020-11-20

基金项目: “十三五”国家科技重大专项 (2016ZX05058-003-020); 渤海水源井油套管防腐技术研究 (2020ZYZL-ZC01)

Fund: Major National Science and Technology Special Projects in the 13th Five Year Plan (2016ZX05058-003-020) and Research on Casing Corrosion Protection Technology in Bohai Water Source Well (2020ZYZL-ZC01)

作者简介: 赵顺超 (1986—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为采油工程方案设计、管柱防腐。

Biography: ZHAO Shun-chao (1986—), Male, Master, Engineer, Research focus: oil production engineering project design, string corrosion protection.

KEY WORDS: H₂S corrosion; corrosion under scale; corrosion inhibitor; scale inhibitor

水源井水用于注入油藏驱油,对于提高采收率具有重要意义^[1-2]。水中的矿化成分、二氧化碳、硫化氢等腐蚀性气体会对井下管柱造成腐蚀和结垢,加剧管柱腐蚀穿孔进而导致管柱断裂^[3-5]。根据现场气体组分分析结果,A1W井产出流体中含有硫化氢气体,质量浓度为183 mg/m³。金县1-1油田水源井A1W井

的N80油管腐蚀结垢情况如图1所示。从图1a、b可以看出,油管表面有非常明显的腐蚀产物沉积,图1c为油管严重腐蚀后穿孔。图2的XRD分析显示,波峰主要对应的物质是碳酸钙及铁的氧化物,未发现铁的硫化物的原因可能是样品长时间暴露在空气中,硫化氢腐蚀产物被氧化而形成了铁的氧化物^[6]。

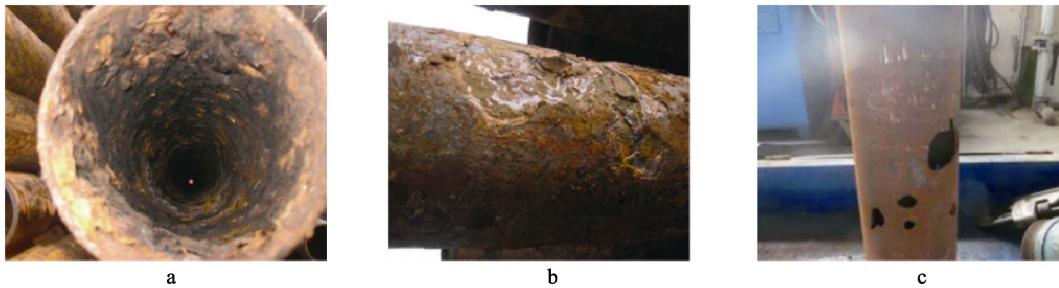


图1 油管内外壁
Fig.1 Inner and outer wall of tubing

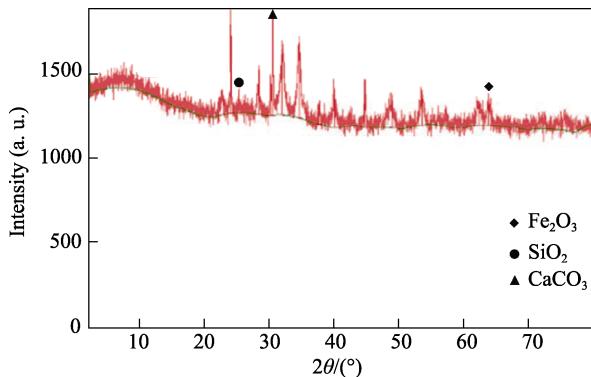


图2 油管壁取样 XRD
Fig.2 XRD of tubing wall sampling

对水源井水进行碳酸钙结垢趋势预测^[7],SAI计算公式参照SY/T 0600—2009《油田水结垢趋势预测》,A1W井水在各个时期和不同pH值环境下的SAI值见表1。从表1数据分析可知,在温度70℃下的SAI值都小于5,可判断A1W井水从开始生产到目前碳酸钙结垢趋势严重。

表1 A1W井水在各个时期和不同pH值环境下的SAI值
Tab.1 SAI value of A1W well water in various periods and different pH environments

日期	$C[\text{Ca}^{2+}] / (\text{mol} \cdot \text{L}^{-1})$	$C[\text{HCO}_3^-] / (\text{mol} \cdot \text{L}^{-1})$	SAI	
			pH=7	pH=7.5
2011/2/23	0.00964	0.00086	0.68	0.18
2011/10/11	0.01109	0.00437	1.22	0.72
2012/7/30	0.01098	0.00522	1.3	0.8
2014/8/19	0.01196	0.00404	1.17	0.67
2016/10/28	0.0076	0.00313	1.24	0.74

使用耐蚀合金材料和缓蚀剂是油气田控制腐蚀的常用措施,但耐蚀合金价格昂贵^[8-11]。2015年5月修井作业更换了防硫油管,但防腐效果并不好,2016年5月又进行了换管柱的作业。缓蚀剂和阻垢剂按一定的比例混合成缓蚀阻垢剂,注入井中后,可对整个系统中的管柱起到保护作用^[12-13]。针对陆地油田适用的缓蚀阻垢剂,一些学者进行了相关研究,但对于海上水源井缓蚀阻垢剂的研究相对较少^[14-20]。因此,文种针对金县1-1油田水源井腐蚀结垢问题,先进行阻垢剂和缓蚀剂的单剂筛选,最后进行阻垢剂和缓蚀剂的配伍性实验,得出一种适合该油田的缓蚀阻垢剂,从而达到延长水源井井下管柱使用寿命的目的。

1 实验

1.1 模拟井筒条件腐蚀实验

为了进一步了解A1W井含硫化氢的水对N80钢的腐蚀性和结垢性,根据模拟井下实际工况,采用如图3所示的高温高压动态腐蚀测试仪,在温度为70℃、水的流速为2.7 m/s、硫化氢分压为0.002 MPa的条件下,研究N80钢的腐蚀结垢情况。实验所用液体的离子浓度见表2,pH为7.08,实验时间为72 h。

表2 A1W井水质分析结果 Tab.2 A1W well water quality analysis results mg/L						
Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	K^+	SO_4^{2-}	Cl^-	HCO_3^-
303.80	15.97	644.1	216.9	65.00	5739.4	191.2



图 3 高温高压动态腐蚀测试仪

Fig.3 High temperature and high pressure dynamic corrosion tester

1.2 阻垢剂筛选实验

1) 实验标准。阻垢剂筛选实验参照的标准为 SY/T 5673—93《油田用防垢剂性能评定方法》，防垢率的计算方法为：

$$E_f = \frac{C_1 - C_0}{C - C_0} \times 100\% \quad (1)$$

式中： E_f 为阻垢率，%； C_1 为加防垢剂时，溶液中 Ca^{2+} 浓度，mg/L； C_0 为不加防垢剂时，溶液中 Ca^{2+} 浓度；mg/L； C 为不考虑沉淀时，溶液中 Ca^{2+} 浓度，mg/L。

2) 实验条件。实验用水采用 A1W 井的产出水，实验温度为 70 °C。

3) 仪器、药品与材料。试验仪器有水浴锅、干燥箱等，实验所用阻垢剂种类见表 3。

表 3 实验用阻垢剂种类
Tab.3 Types of scale inhibitors for experiment

序号	代号	名称
1	PBTCA	膦酰基丁烷三羧酸
2	PAA	聚丙烯酸
3	HPMA	水解聚马来酸酐
4	MA-AA	马来酸-丙烯酸共聚物
5	AA/AMPS	丙烯酸-2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸共聚物

4) 实验方案。将 N80 挂片置于装有 A1W 井产出水和阻垢剂的试验瓶中，每种阻垢剂的质量浓度为 20 mg/L，水浴锅温度为 70 °C，反应时间为 16 h。

1.3 缓蚀剂筛选实验

实验选取三种缓蚀剂进行缓蚀剂的室内效果评价。

1) 实验标准。缓蚀剂筛选实验参照 SY/T 5273—2014《油田采出水用缓蚀剂性能评价方法》，缓蚀率计算方法为：

$$\eta = \frac{\Delta m_0 - \Delta m_1}{\Delta m_0} \times 100\% \quad (1-2)$$

式中： η 为平均缓蚀率，%； Δm_0 为空白对照组试样的质量损失，g； Δm_1 为加缓蚀剂试样的质量损失，g；

2) 实验条件。实验用水采用 A1W 井的产出水，实验温度为 70 °C。

3) 实验方案。实验方法参照 SY/T 5273—2014《油田采出水用缓蚀剂性能评价方法》。将 N80 实验试样片分别放入加有以上三种缓蚀剂的水源水中，缓蚀剂种类见表 4。缓蚀剂分为 50、100、200 mg/L 三种不同的质量浓度，反应时间为 96 h。将取出的腐蚀挂片处理后，放在光学显微镜下，观察其微观腐蚀形貌，然后清洗掉腐蚀产物，计算腐蚀速率。

表 4 实验用缓蚀剂种类
Tab.4 Types of corrosion inhibitors for experiment

序号	代号	名称
1	UT2-1	高分子有机胺类化合物
2	PG1	进口缓蚀剂，成分不明
3	HS-3	咪唑啉类缓蚀剂

1.4 配伍性实验

两种性能较好的缓蚀剂和阻垢剂复配之后，可能由于不配伍，降低了复配药剂的缓蚀阻垢性能^[21-22]，因此开展药剂配伍性试验。将单剂筛选后的缓蚀剂和阻垢剂，按照 8:1~12:1 的比例进行混合，总质量浓度控制在 200 mg/L。将混合后的溶液在实验室静置 30 天，如果没有出现絮凝和沉淀等现象，那么此种缓蚀剂和阻垢剂的配伍性好。将配伍性好的缓蚀剂和阻垢剂以不同比例复配，进行缓蚀性能和阻垢性能的测试。

2 结果及分析

2.1 模拟井筒条件实验结果

N80 挂片在含有硫化氢条件下腐蚀后的微观照片如图 4 所示。由图 4a 可以看出，腐蚀后的 N80 试样表面可以看见较薄的垢膜和固体颗粒状的腐蚀产物，图 4b 是 N80 试样清洗后表面的微观形貌，浮垢和浮锈清洗后，试样表面仍然附着有较多的垢和锈，浮垢下有明显的腐蚀。图 4c 是锈和垢完全清除后试样表面的微观照片，可以看出，试样表面呈局部腐蚀的特征，由点蚀变为坑蚀，小坑蚀变为大的坑蚀。挂片平均腐蚀速率为 0.268 mm/a，属于严重腐蚀。通过室内模拟实验可知，N80 油管在此环境中确实有发生严重腐蚀结垢的风险，表现出较为明显的垢下腐蚀。

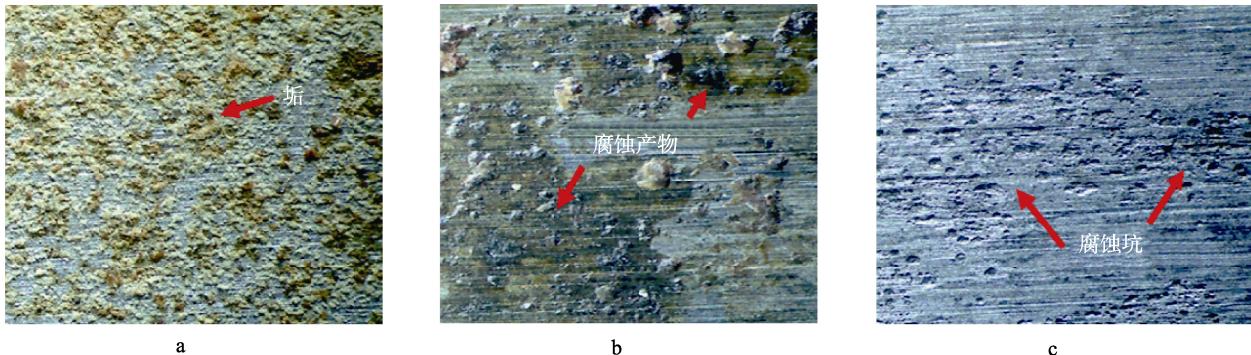


图4 模拟井筒条件下腐蚀后的N80试片
Fig.4 N80 specimen after corrosion under simulated wellbore conditions

2.2 阻垢剂筛选结果与分析

阻垢剂可以有效阻止金属表面垢的生成，也可以让已经沉积的垢层结构发生变化，使垢层变得松散，容易被冲刷掉。实验结果见表5，可以看出，加入不同的阻垢剂后，垢层的沉积状态类型有所不同。加入PAA、MA-AA、AA/AMPS这三种阻垢剂后，试样表面形成软垢，垢层较为松散，容易于被冲刷。

根据A1W井的水质特征，选择了五种阻垢剂进

表5 垢层沉积状态的比较
Tab.5 Comparison of scale deposit state

阻垢剂	剂量/(mg·L ⁻¹)	沉积状态
空白	—	硬垢
PBTCA	20	硬垢
PAA	20	软垢
HPMA	20	较硬垢
MA-AA	20	软垢
AA/AMPS	20	软垢

行实验，结果见表6。阻垢率从大到小依次为MA-AA(86.6%)>HPMA(84.6%)>AA/AMPS(84.2%)>PAA(82.6%)>PBTCA(81.9%)。综合考虑垢样沉积形态和阻垢率，优选出HPMA、MA-AA和AA/AMPS三种阻垢剂进行下一步实验。

表6 五种阻垢剂的阻垢率对比

Tab.6 Comparison of scale inhibition rates of 5 kinds of scale inhibitors

阻垢剂类型	PBTCA	HPMA	PAA	MA-AA	AA/AMPS
阻垢率/%	81.9	84.6	82.6	86.6	84.2

将N80试片放入加有三种阻垢剂的水源水中反应，试片微观形貌如图5所示。图5a和图5c分别为MA-AA、HPMA阻垢剂中的试样，可以看到有垢晶体生成，并且阻垢剂HPMA中的挂片存在较明显的点蚀和坑蚀，说明HPMA缓蚀效果较差。图5b为AA/AMPS阻垢剂中的挂片试样，挂片表面干净，没有垢晶体，且不存在明显的点蚀现象，因此选择AA/AMPS作为A1W井的阻垢剂。

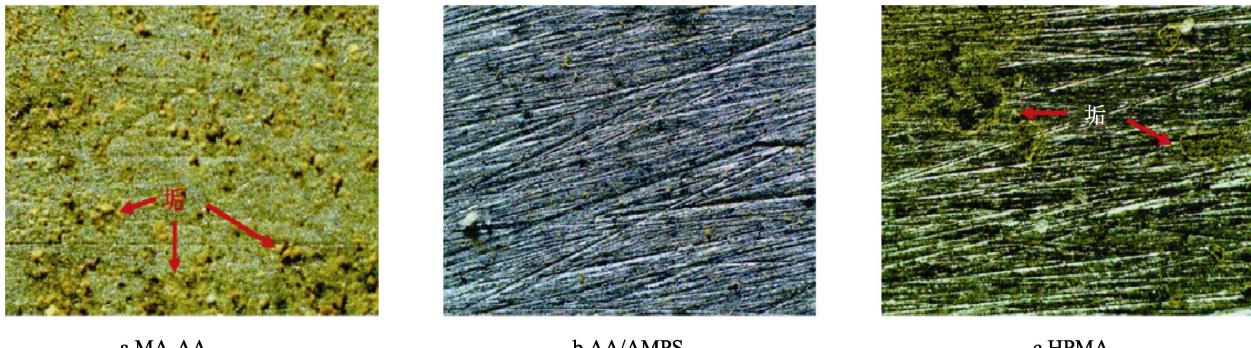


图5 在不同阻垢剂中反应后N80试片的微观形貌
Fig.5 Microscopic morphology of N80 specimens after reaction in different scale inhibitors

2.3 缓蚀剂筛选结果与分析

N80试样在三种缓蚀剂不同浓度下的缓蚀率见表7，三种缓蚀剂均在质量浓度100 mg/L时达到最佳缓蚀效果。其中缓蚀剂HS-3缓蚀性能最好，缓蚀率达到87.34%。N80试样腐蚀微观形貌如图6所示，

缓蚀剂UT2-1、PG1中的挂片表面有较为严重的结垢，这些垢晶体对挂片表面的腐蚀状况有所遮盖，但仍能看出挂片有较为明显的点蚀。缓蚀剂HS-3中的挂片表面光亮无明显的点蚀现象。综合考虑缓蚀速率和挂片表面微观形貌，选择缓蚀剂HS-3作为A1W井缓蚀剂。

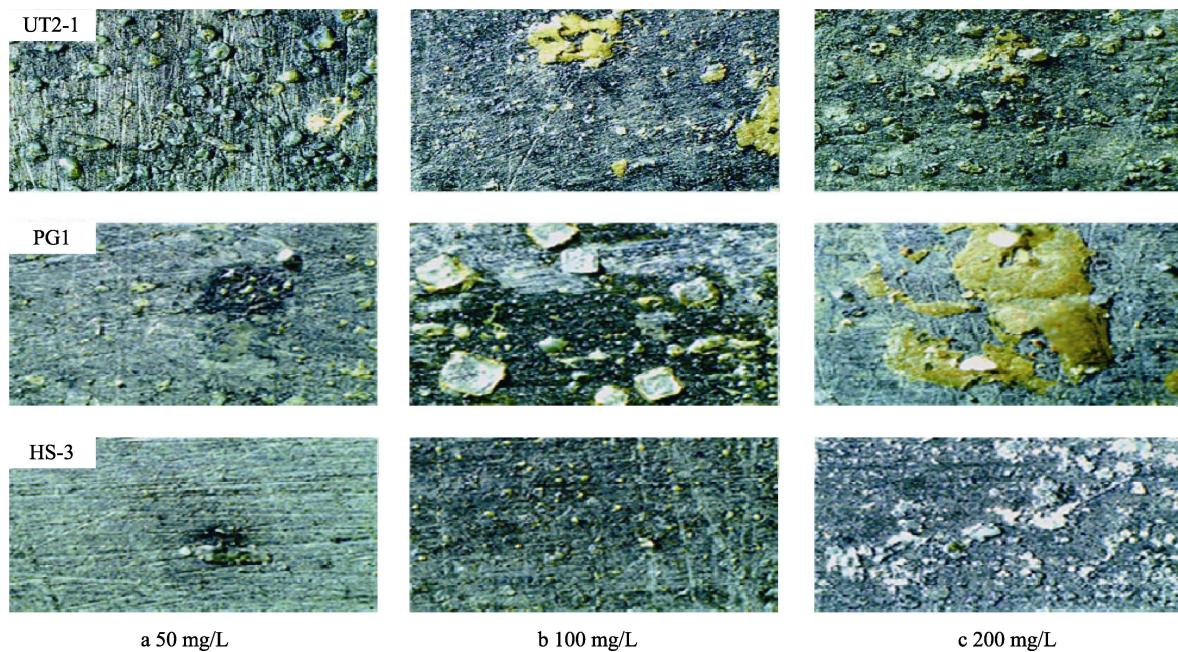


图6 加入缓蚀剂后试片腐蚀后的微观形貌

Fig.6 Microscopic morphology of specimens after corrosion after adding corrosion inhibitor

表7 三种缓蚀剂在不同浓度下的缓蚀率

Tab.7 Corrosion inhibition rate of three corrosion inhibitors at different concentrations

缓蚀剂类型	缓蚀剂质量浓度/(mg·L ⁻¹)	缓蚀率/%	试样表面状况
UT2-1	50	48.62	表面发暗有点蚀
	100	80.31	表面发暗有点蚀
	200	75.75	表面光亮略有点蚀
PG1	50	73.41	表面发暗有点蚀
	100	85.22	表面光亮略有点蚀
	200	84.81	表面略暗略有点蚀
HS-3	50	80.50	表面发暗略有点蚀
	100	87.34	表面光亮无点蚀
	200	83.82	表面光亮略有点蚀

2.4 配伍性实验结果

把HS-3缓蚀剂和AA/AMPS阻垢剂这两种筛选出来的单剂进行配伍性实验，按照8:1~12:1的质量比进行复配。复配后的溶液在实验室内静置30天，没有出现絮凝和沉淀等现象，缓蚀剂和阻垢剂的配伍性好。

复配后药剂缓蚀阻垢效果见表8。在相同的总浓度下，将缓蚀剂HS-3和阻垢剂AA/MPS进行不同的浓度复配实验。随着缓蚀剂HS-3比例的增大，N80试样腐蚀速率也随之增大，但阻垢率随之降低。当缓蚀剂和阻垢率配比在11:1时，缓蚀性能和阻垢性能都达到比较好的水平，缓蚀率和阻垢率都达到了85%以上，N80试样的平均腐蚀速率为0.059 mm/a，低于油田的腐蚀控制指标(0.076 mm/a)。

表8 HS-3缓蚀剂与AA/MPS阻垢剂配比实验

Tab.8 Ratio experiment of HS-3 corrosion inhibitor and AA/MPS scale inhibitor

	$m_{\text{HS-3}}:m_{\text{AA/MPS}}$			
	8:1	10:1	11:1	12:1
阻垢率/%	97.29	95.24	94.01	91.21
缓蚀率/%	77.43	83.38	87.71	88.06

3 结论

1) 针对金县1-1油田水源井腐蚀结垢特点，通过实验优选出了性能良好的缓蚀剂单剂和阻垢剂单剂，筛选出的AA/AMPS阻垢剂的阻垢率可达84.2%，筛选出的HS-3缓蚀剂的缓蚀率可达87.3%。

2) 缓蚀剂和阻垢剂配伍性实验表明，HS-3缓蚀剂和AA/AMPS阻垢剂两种单剂的配伍性较好。将HS-3缓蚀剂和AA/AMPS阻垢剂复配，当缓蚀剂和阻垢剂的质量比为11:1时，缓蚀率可达87.7%，阻垢率可达94%，可满足油田防腐阻垢控制指标。

参考文献：

- [1] 郭平,苑志旺,廖广志.注气驱油技术发展现状与启示[J].天然气工业,2009,29(8):92-96.
GUO Ping, YUAN Zhi-wang, LIAO Guang-zhi. Status and enlightenment of international gas injection EOR technology[J]. Natural gas industry, 2009, 29(8): 92-96.
- [2] 罗义科,张俊廷,张彩旗,等.渤海稠油注水开发油田提高采收率技术研究[J].长江大学学报(自科版),2016,13(29): 59-63.

- LUO Yi-ke, ZHANG Jun-ting, ZHANG Cai-qi, et al. Research on enhanced oil recovery technology of Bohai heavy oil water injection development oilfield[J]. Journal of Yangtze University (natural science edition), 2016, 13(29): 59-63.
- [3] 张桉, 黎庶. 矿化度对油气管道腐蚀的研究[J]. 石化技术, 2016, 23(7): 82.
- ZHANG An, LI Shu. Study of salinity on oil and gas pipeline corrosion[J]. Petrochemical industry technology, 2016, 23(7): 82.
- [4] 刘永刚, 罗琼英, 李三昌, 等. 硫化氢腐蚀环境下的钻具失效研究[J]. 石油矿场机械, 2009, 38(3): 62-65.
- LIU Yong-gang, LUO Qiong-ying, LI San-chang, et al. Research on drill tools failure in hydrogen sulfide environment[J]. Oil field equipment, 2009, 38(3): 62-65.
- [5] 张帅, 杨阳, 金磊, 等. 某油田注水井油管腐蚀失效分析[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2020, 37(03): 58-61.
- ZHANG Shuai, YANG Yang, JIN Lei, et al. Failure analysis of tubing corrosion in water injection well[J]. Corrosion & protection in petrochemical industry, 2020, 37(3): 58-61.
- [6] 张分电, 洪祥, 肖永发, 等. 高含硫化氢气田集输系统硫化亚铁形成机理及风险控制[J]. 钻采工艺, 2012, 35(3): 89-91.
- ZHANG Fen-dian, HONG Xiang, XIAO Yong-fa, et al. The formation mechanism and risk control of ferrous sulfide in the gathering and transportation system of high hydrogen sulfide field[J]. Drilling & production technology, 2012, 35(3): 89-91.
- [7] 刘菊荣, 宋绍富, 杨郁生. 大牛地气田污水结垢性能研究[J]. 油气田环境保护, 2016, 26(5): 14-17.
- LIU Ju-rong, SONG Shao-fu, YANG Yu-sheng. Study on the scaling performance of wastewater in Daniudi gas field[J]. Environmental protection of oil & gas fields, 2016, 26(5): 14-17..
- [8] 高大义, 薛莹, 兰旭, 等. 高温高压超深井油管选材[J]. 腐蚀与防护, 2016, 37(12): 999-1002.
- GAO Da-yi, XUE Ying, LAN Xu, et al. Tubing material selection of high temperature and high pressure ultradeep well[J]. Corrosion and protection, 2016, 37(12): 999-1002.
- [9] 章成钢. 抗湿硫化氢腐蚀管道的选材[J]. 石油化工技术与经济, 2016, 32(1): 47-50.
- ZHANG Cheng-gang. Material selection in the design of piping resistant to wet H_2S corrosion[J]. Techno-economics in petrochemicals, 2016, 32(1): 47-50.
- [10] 严焱诚, 陈大钧, 薛丽娜. 油气井中的湿硫化氢腐蚀与防护[J]. 全面腐蚀控制, 2004(4): 7-9.
- YAN Yan-cheng, CHEN Da-jun, XUE Li-na. Wet H_2S corrosion and protection in oil gas field[J]. Total corrosion control, 2004(4): 7-9.
- [11] 郑家燊. 有关硫化氢油气田腐蚀及缓蚀剂防护的综述[C]// 第十四届全国缓蚀剂学术讨论及应用技术经验交流会论文集. 北海: 中国腐蚀与防护学会, 2006.
- Zheng Jia-shen, A review of corrosion and corrosion inhibitor protection in hydrogen sulfide oil and gas fields[C]// The 14th national corrosion inhibitor academic discussion and application technology experience exchange conference. Beihai: Chinese Society for Corrosion and Protection, 2006.
- [12] 何新快, 陈白珍, 张钦发. 缓蚀剂的研究现状与展望[J]. 材料保护, 2003, 36(8): 1-3.
- HE Xin-kuai, CHEN Bai-zhen, ZHANG Qin-fa. Present development and prospect of inhibitor[J]. Journal of materials protection, 2003, 36(8): 1-3.
- [13] 王睿, 张岐, 丁洁, 等. 阻垢剂作用机理研究进展[J]. 化学工业与工程, 2001, 18(2): 79-86.
- WANG Rui, ZHANG Qi, DING Jie, et al. Survey of researches on scale inhibition mechanism of scale inhibitor[J]. Chemical industry and engineering, 2001, 18(2): 79-86.
- [14] 刘徐慧, 潘宝风, 杨东梅, 等. 川东北元坝气田高温抗硫环空保护液研制及应用[J]. 广东化工, 2015, 2(6): 63-64.
- LIU Xu-hui, PAN Bao-feng, YANG Dong-mei, et al. Study and application on high temperature sulfur resistance protection fluid of Yuanba gas field in northeast Sichuan[J]. Guangdong chemical industry, 2015, 2(6): 63-64.
- [15] 刘长坤, 李春福, 赵海杰, 等. 高矿化度油气田盐卤水对碳钢的腐蚀行为研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(2): 154-158.
- LIU Chang-kun, LI Chun-fu, ZHAO Hai-jie, et al. Research on the corrosion behaviors of carbon steel in high mineralized oilfield brine[J]. Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition), 2010, 32(2): 154-158.
- [16] 曹宗仑, 陈进富, 何绍群, 等. 高矿化度油田采出水中的碳酸钙结垢动力学[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2008(4): 132-135.
- CAO Zong-lun, CHEN Jin-fu, HE Shao-qun, et al. $CaCO_3$ precipitation kinetics in highly mineralized oilfield produced water[J]. Journal of China University of Petroleum (edition of natural science), 2008(4): 132-135.
- [17] 曾浩, 刘晶, 党丽曼, 等. 普光高含硫气田长效环空保护液的研究与应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2012, 27(04): 87-90.
- ZENG Hao, LIU Jing, DANG Li-min, et al. Research and application of long-lasting annular protection fluid in puguang high sulfur gas field[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (edition of natural science), 2012, 27(4): 87-90.
- [18] 王秋霞, 尚跃强, 刘冬青, 等. 胜利油田硫酸钡缓蚀剂BR的研究[J]. 精细石油化工进展, 2005(6): 4-6.
- WANG Qiu-xia, SHANG Yue-qiang, LIU Dong-qing, et al. Research on barium and strontium sulfate scale inhibitor BR for Shengli oilfield[J]. Advances in fine petro-

- chemicals, 2005(6): 4-6.
- [19] 姚彬, 肖雯雯, 许艳艳, 等. 塔河油田环境下咪唑啉类缓蚀剂及其衍生物缓蚀性能[J]. 工业安全与环保, 2020, 46(6): 37-41.
YAO Bin, XIAO Wen-wen, XU Yan-yan, et al. Corrosion inhibition performance of imidazoline corrosion inhibitors and their derivatives in the Tahe oilfield environment[J]. Industrial safety and environmental Protection, 2020, 46(6): 37-41.
- [20] 杜清珍, 王胜利, 张伟, 等. HZ 油井缓蚀阻垢剂在华北油田的应用[J]. 石油钻采工艺, 2006(S1): 39-41.
DU Qing-zhen, WANG Sheng-li, ZHANG Wei, et al. Application of HZ scale and corrosion inhibitor in Huabei oilfield[J]. Oil drilling & production technology,
- 2006(S1): 39-41.
- [21] 王宪革, 齐维维, 张兴文, 等. 复配阻垢剂的性能及阻垢机理研究[J]. 东北大学学报(自然科学版), 2010, 31(6): 909-912.
WANG Xian-ge, QI Wei-wei, ZHANG Xing-wen, et al. Properties and mechanism of a compound scale inhibitor[J]. Journal of Northeastern University (edition of natural science), 2010, 31(6): 909-912.
- [22] 吴俊, 魏松波, 颜家保, 等. 阻垢剂协同效应及阻垢复配方案的研究[J]. 燃料与化工, 2012, 43(2): 40-42.
WU Jun, WEI Song-bo, YAN Jia-bao, et al. Study on synergistic effect of scale inhibitor and compound formulation proposal for scale inhabitation[J]. Fuel & chemical processes, 2012, 43(2): 40-42.