

模拟在役井注减氧空气对 1Cr-L80 井筒管材防腐研究

周定照, 谷林, 何松, 邢希金

(中海油研究总院, 北京 100028)

摘要: **目的** 在充分调研陆上及渤海周边相似油气田注气开发井筒腐蚀情况的基础上, 明确注减氧空气开发井对井筒全寿命周期管材腐蚀速率大小。**方法** 系统性开展注气井不同含氧量条件下的动态腐蚀实验研究, 并对生产井动态腐蚀进行评价, 深入分析减氧空气对油井管腐蚀行为, 分类分层次分析归纳注减氧空气工况管柱腐蚀特性、腐蚀速率影响因素以及管柱腐蚀风险。**结果** 得出在注气井井口、井中、井底工况, 不同氧气浓度下, 1Cr-L80 管材在注气井井口、井中、井底的腐蚀关系曲线。在含氧量为 5% (质量分数) 的注气井井口、井中、井底, 1Cr-L80 的腐蚀速度分别为 0.345、0.2147、0.1158 mm/a; 在含氧量为 21% 的注气井井口、井中、井底, 1Cr-L80 的腐蚀速率分别为 0.7399、1.2854、2.4506 mm/a。**结论** 1Cr-L80 材质腐蚀速率均保持在较高水平, 老井直接注入空气会存在高腐蚀风险。

关键词: 井筒腐蚀; 动态腐蚀; 注气井开发; 减氧空气; 腐蚀速率

中图分类号: TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-9242(2021)01-0043-07

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2021.01.007

Study on Corrosion Resistance of 1Cr-L80 Wellbore Pipe by Simulating Injection of Oxygen Reducing Air in Service Well

ZHOU Ding-zhao, GU Lin, HE Song, XING Xi-jin

(CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China)

ABSTRACT: To determine the impact of injection of oxygen reducing air in development well on the whole life cycle of wellbore and corrosion rate of pipes based on the investigation of the wellbore corrosion in similar oil and gas fields on land and around the Bohai Sea. Experiment and research on the dynamic corrosion of gas injection well under different oxygen contents are carried out systematically, the dynamic corrosion of production well is evaluated, and the corrosion behavior of oxygen reducing air to oil well pipe is deeply analyzed, so as to analyze the pipe column corrosion characteristics, influence factors of corrosion rate and pipe column corrosion risk under the working condition of injection of oxygen reducing air. The corrosion relation curves of 1Cr-L80 pipe under different oxygen concentrations and working conditions at well head, in middle and at bottom of the gas injection well was obtained through the experiment. The corrosion rates of 1Cr-L80 at well head, in middle and at

收稿日期: 2020-09-29; 修订日期: 2020-12-22

Received: 2020-09-29; Revised: 2020-12-22

基金项目: 中国海洋石油集团有限公司重大项目课题 3 (YXKY-2018-ZY-03)

Fund: Supported by Subject 3 of Major Project of China National Offshore Oil Corporation (YXKY-2018-ZY-03)

作者简介: 周定照 (1984—), 男, 硕士, 主要研究方向为钻完井、油田化学。

Biography: ZHOU Ding-zhao (1984—), Male, Master, Research focus: drilling & completion technology.

通讯作者: 邢希金 (1981—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为油田化学。

Corresponding author: XING Xi-jin (1981—), Male, Senior engineer, Research focus: oilfield applied chemistry.

bottom of the gas injection well with 5% oxygen content are 0.345 mm/a, 0.2147 mm/a and 0.1158 mm/a respectively; and those of gas injection well with 21% oxygen content are 0.7399 mm/a, 1.2854 mm/a and 2.4506 mm/a respectively. The experimental results show that the corrosion rate of 1Cr-L80 material is kept at a high level, and direct injection of air to old wells will lead to high corrosion risk.

KEY WORDS: wellbore corrosion; dynamic corrosion; gas injection well development; oxygen-reducing air; corrosion rate

CO₂ 和 O₂ 腐蚀是油气田开发过程中的重要腐蚀形式^[1-3], 产物膜的结构和性能影响材料的腐蚀速率和腐蚀形态^[4-6]。在气田开发进程中, 国内玉门油田、辽河油田以及胜利油田较早开展了注减氧空气驱作业与实践, 在注气井碳钢油管腐蚀油管腐蚀方面, 有丰富的实践经验和成果积累^[7-11]。自 20 世纪 90 年代以来, 国内外多位学者通过实验研究了 Cr 元素对合金钢腐蚀的影响规律, 在不同浓度的腐蚀性气体(如 H₂S、O₂ 等)方面的研究分析较少^[12-16]。渤海渤中区块某油田于 1990 年正式投产, 至今已生产 27 年。目前老井材质是 1Cr-L80, 通过实验优先考虑采用老井筒可以维持安全生产的时间, 如无法满足全寿命生产要求, 需要开展缓蚀剂评价实验, 通过注入缓蚀剂延长油井管寿命, 使其满足服役年限。针对生产井井口(25 °C、25 MPa)在不同工况下的动态腐蚀实验测试与分析, 明确 1Cr-L80 在不同含氧量以及井口、井底工况环境中腐蚀速率随时间的变化规律, 井口和井

底实验周期为 14 d。实践经验表明, 油套管腐蚀失效有多种原因, 与井底深度、温度压力、作业井的井史以及防腐策略有关。当 CO₂ 腐蚀和溶解氧腐蚀联合作用时, 必会造成严重的腐蚀^[17-21]。针对注气井井筒 1Cr-L80 材质腐蚀实验结果, 全面分析注气井管材腐蚀特性及其腐蚀影响因素, 明确 1Cr-L80 材质腐蚀速率随时间的变化规律, 综合判定注气井油套管材是否满足服役要求, 综合分析不同井筒温度、压力、氧气含量、液相介质及其矿化度等影响因素下管材的适应性, 为注气井管材选择提供理论和数据支撑。

1 实验

根据注气井井口(25 °C、25 MPa)、井底(135 °C、35 MPa)工况条件, 利用实验室自主研发的高温高压釜(压力为 150 MPa、温度为 250 °C、容积为 5 L, 如图 1 所示)开展高温高压腐蚀实验。

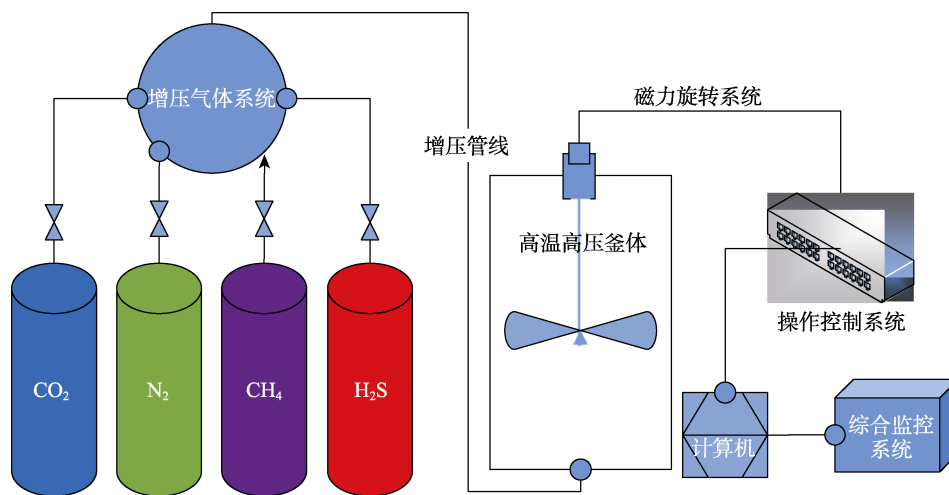


图 1 高温高压釜

Fig.1 High-temperature autoclave

根据 GB/T 19291—2003《金属和合金的腐蚀 腐蚀试验一般原则》和 GB/T 16545—2015《金属和合金的腐蚀 腐蚀试样上腐蚀产物的清除》, 不同含氧量注气井管材腐蚀性能测试实验主要包括: 实验用管材及样品前处理、腐蚀介质及气体分压、样品清洗及腐蚀速率计算。

采用现场寄送 1Cr-L80 管材样品, 开展高温高压管材腐蚀性能测试。参照 NACE RP0775—2005《油田生产中腐蚀挂片的准备和安装以及试验数据的分析》等相关标准, 分别将上述管材样品加工为 30

mm×15 mm×3 mm 的腐蚀挂片试样。实验前, 分别使用石油醚清洗除油、酒精清洗, 保持表面清洁, 依次测量试样尺寸、称量并记录相关实验数据后, 即可放入高温高压釜中进行腐蚀实验。详细实验条件及气体分压等参数见表 1。

实验前, 使用分析天平(精度≥0.1 mg)对腐蚀挂片试样进行称量。由于此次试验将模拟气、液相环境, 所以将试样分别悬挂在上、下支架上, 并将支架放入高压釜, 然后加入试验介质(确保介质浸没下支架试样, 并且不接触上支架的试样)。实验增压阶段,

表 1 注气井不同含氧量条件下腐蚀实验介质及气体分压汇总

Tab.1 Summary of corrosion experimental media and gas partial pressure under different oxygen content in gas injection well

模拟位置	模拟温度 /°C	模拟压力 /MPa	O ₂ 分压 /MPa	O ₂ 质量分数/%	溶液	实验周期/d	每种材质试样数量/个
井口	25	25	1.25	5		14	5
			2.5	10			5
			5.25	21			5
井中	72	30	1.5	5			5
			6.3	21			5
井底	135	35	1.75	5	去离子水	3	5
						14	5
						30	5
						3	5
			3.5	10		14	5
						30	5
						3	5
						14	5
7.35	21	14	5				
		30	5				

先通入 N₂ 试压，检验高温高压釜的密闭性。然后使用 N₂ 吹扫高温高压釜，除去去离子水中的溶解氧，

除氧时间为 40 min/L，同时除去高温高压釜内存留空气。升温至实验温度，然后依次通入 O₂，达到实验压力后利用 N₂ 增压。实验期间，全程监控高温高压釜温度、压力，确保模拟实验条件与实际井口条件保持一致。

2 实验结果

在注入井工况，分别在 5%、10%、21%的 CO₂ 含量下，测量井口、井中、井底 1Cr-L80 挂片的腐蚀情况，并对腐蚀速率进行计算。

2.1 含氧量 5%注气井

含氧量 5%注气井井口、井中、井底 1Cr-L80 管材试样腐蚀速率计算结果见表 2。腐蚀速率为 0.3450 mm/a 时，腐蚀程度为严重。SEM 形貌显示，试样表面生成大量腐蚀产物，表面腐蚀产物膜呈龟裂，局部腐蚀产物膜破裂处形成明显腐蚀坑。该腐蚀产物元素质量百分比为 63.82%Fe+8.14%C+26.93%O+1.12%Mn，不同部位腐蚀产物含量稍有不同，局部腐蚀产物中含有少量 Cr。XRD 分析该腐蚀产物主要为 Fe₂O₃、Fe+3O(OH)、Fe(OH)₃ 以及盐结晶等。通过点蚀坑尺寸 3D 显微形貌测试，得到点蚀开口宽度为 3.3 mm，深度为 13 μm，折算点蚀速率为 0.34 mm/a。

表 2 含氧量 5%注气井 1Cr-L80 管材试样腐蚀速率计算结果统计

Tab.2 Statistics of corrosion rate calculation results of 1Cr-L80 pipe sample in gas injection well with 5% oxygen content

实验位置	试样编号	长/mm	宽/mm	厚/mm	面积/cm ²	试验前质量/g	质量损失/g	腐蚀速率/(mm·a ⁻¹)	
								实测值	平均值
井口	321	30.11	14.94	2.92	11.6278	9.9070	0.1219	0.3482	0.3450
	322	30.25	14.97	2.93	11.7067	10.1182	0.1095	0.3107	
	323	30.06	14.97	2.97	11.6747	10.2367	0.1204	0.3425	
	324	30.26	14.95	2.97	11.7332	10.2387	—	—	
	325	30.07	15.00	2.95	11.6801	10.0711	0.1331	0.3785	
井中	3101	30.08	15.01	3.04	10.2987	—	—	3101	0.2147
	3102	30.06	15.02	2.99	10.1164	0.0564	0.1597	3102	
	3103	30.24	14.96	2.98	10.1539	0.1000	0.2829	3103	
	3104	30.03	14.99	2.91	9.9587	0.0770	0.2200	3104	
	3105	30.22	14.95	2.98	10.1199	0.0693	0.1962	3105	
	3101	30.08	15.01	3.04	10.2987	—	—	3101	
井底	3102	30.06	15.02	2.99	10.1164	0.0564	0.1597	3102	0.1158
	355	30.07	14.96	3.00	10.1636	—	—	355	
	356	30.19	15.03	3.00	10.3293	0.0413	0.1164	356	
	357	30.06	15.00	3.03	10.2997	0.0360	0.1018	357	
	358	30.08	14.95	2.94	9.9615	0.0442	0.1261	358	
	359	30.09	14.95	2.94	9.9692	0.0417	0.1189	359	
	355	30.07	14.96	3.00	10.1636	—	—	355	
356	30.19	15.03	3.00	10.3293	0.0413	0.1164	356		

2.2 含氧量 10% 注气井

通过实验, 在含氧量 10% 的井口和井底的 1Cr-L80 腐蚀试样, 用去膜液将表面腐蚀产物清洗后, 表面失去金属光泽, 且粗糙不平整, 试样局部厚度减薄, 腐蚀程度为严重。井口和井底的平均腐蚀速率分别为 0.4600 mm/a 和 1.2854 mm/a, 具体计算结果统计见表 3。

表 3 含氧量 10% 注气井 1Cr-L80 管材试样腐蚀速率计算结果统计

Tab.3 Statistics of corrosion rate calculation results of 1Cr-L80 pipe sample in gas injection well with 10% oxygen content

实验位置	试样编号	长/mm	宽/mm	厚/mm	试验前质量/g	质量损失/g	腐蚀速率/(mm·a ⁻¹)	
							实测值	实测值
井口	326	30.06	15.07	2.95	10.0195	—	—	
	327	30.20	15.05	3.00	10.3031	0.1642	0.4620	
	328	30.05	14.93	2.97	10.1476	0.1610	0.4592	0.4600
	330	30.04	14.97	3.00	10.2700	0.1623	0.4609	
	3111	30.07	15.00	2.97	10.0844	0.1613	0.4579	
井底	329	30.23	15.01	3.00	10.2421	—	—	
	351	30.08	15.01	2.99	10.1999	0.4845	1.3722	
	352	30.19	14.97	2.99	10.2711	0.4176	1.1814	1.2854
	353	30.05	15.02	2.98	10.1190	0.4248	1.2045	
	354	30.06	14.98	2.94	9.9370	0.4854	1.3833	

表 4 含氧量 21% 注气井井口 1Cr-L80 管材试样腐蚀速率计算结果统计表

Tab.4 Statistics of corrosion rate calculation results of 1Cr-L80 pipe sample at wellhead of gas injection well with 21% oxygen content

实验位置	试样编号	长/mm	宽/mm	厚/mm	面积/cm ²	试验前质量/g	质量损失/g	腐蚀速率/(mm·a ⁻¹)	
								实测值	实测值
井口	3112	30.05	14.99	2.94	11.6573	10.0668	0.2191	0.6242	
	3113	30.05	15.01	2.96	11.6886	10.1728	0.2419	0.6873	
	3114	30.04	14.95	2.95	11.6364	10.1744	—	—	0.7399
	3115	30.05	14.95	2.94	11.6310	10.1934	0.2804	0.8007	
	3116	30.04	15.00	2.97	11.6874	10.2584	0.2982	0.8474	
井中	329	30.23	15.01	3.00	11.7894	10.2421	—	—	
	351	30.08	15.01	2.99	11.7264	10.1999	0.4845	1.3722	
	352	30.19	14.97	2.99	11.7395	10.2711	0.4176	1.1814	1.2854
	353	30.05	15.02	2.98	11.7132	10.1190	0.4248	1.2045	
	354	30.06	14.98	2.94	11.6543	9.9370	0.4854	1.3833	
井底	331	30.08	14.96	2.94	11.6483	9.9334	1.9494	2.5938	
	332	30.06	14.97	3.00	11.7018	10.1792	1.7987	2.3824	
	333	30.12	14.97	2.96	11.6873	9.9688	1.7141	2.2731	2.4506
	334	30.05	14.99	3.01	11.7204	10.1744	1.9307	2.5531	
	335	30.26	14.99	3.00	11.7869	10.2367	—	—	

3 管材腐蚀速率变化规律分析

对于注气井井口 25 °C、25 MPa 工况中, O₂ 含量分别为 5%、10% 和 21% 时, 1Cr-L80 管材的腐蚀速率分布如图 2 所示。腐蚀介质为去离子水, 主要表现为常温 O₂ 腐蚀, 腐蚀电化学反应的控制因素在于介质中的溶解氧含量以及表面钝化膜质量。模拟实验结果表明, 1Cr-L80 管材在井口工况的腐蚀速率随溶解氧

2.3 含氧量 21% 注气井

通过实验, 在含氧量 21% 的井口、井中和井底的 1Cr-L80 腐蚀试样, 用去膜液将表面腐蚀产物清洗后, 表面失去金属光泽, 且粗糙不平整, 试样局部厚度减薄, 腐蚀程度为严重。其井口、井中和井底的腐蚀速率分别为 0.7399、1.2854、2.4506 mm/a, 具体计算结果统计见表 4。

含量的增大而增大, 完全处于极严重等级。当 O₂ 含量为 5% 时, 腐蚀速率达 0.3450 mm/a; 当 O₂ 含量为 21% 时, 腐蚀速率达到 0.7399 mm/a, 远远大于极严重腐蚀等级 (井口、井中和井底工况腐蚀速率均远大于 0.254 mm/a), 表明 1Cr-L80 管材不适用于注气井井口工况。

注气井井中 (72 °C、30 MPa) 工况下, O₂ 含量分别为 5% 和 21% 时, 1Cr-L80 管材的腐蚀速率分布

如图 3 所示。模拟实验结果表明，1Cr-L80 管材在 O₂ 含量为 5% 时，腐蚀速率为 0.2147 mm/a，等级为严重；当 O₂ 含量为 21% 时，腐蚀速率高达 1.2854 mm/a，远高于极严重等级，表明 1Cr-L80 管材同样不适用于注气井井中工况。

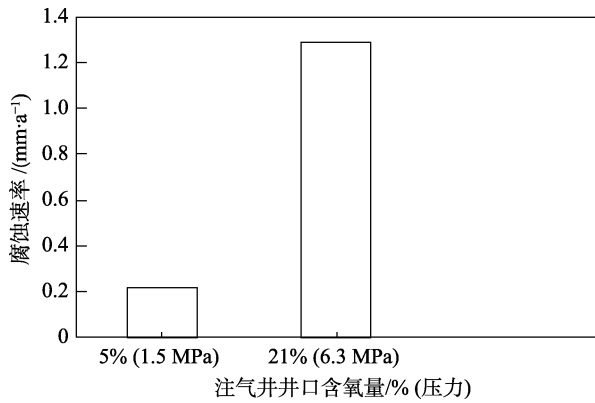


图 2 注气井井口不同氧含量 1Cr-L80 管材的腐蚀速率分布
Fig.2 Corrosion rate distribution of 1Cr-L80 pipe at well head of gas injection well with different oxygen content

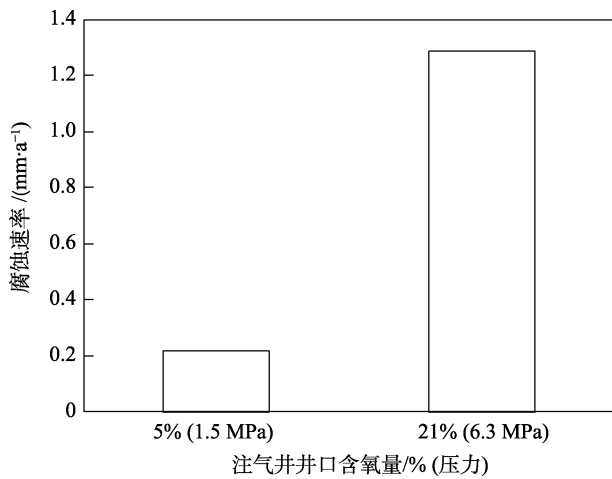


图 3 注气井井中不同氧含量 1Cr-L80 管材的腐蚀速率分布
Fig.3 Corrosion rate distribution of 1Cr-L80 pipe in gas injection well with different oxygen content

注气井井底 (135 °C、35 MPa) 工况下，O₂ 含量分别为 5%、10% 和 21% 时，1Cr-L80 管材的腐蚀速率分布如图 4 所示。模拟实验结果表明，1Cr-L80 管材腐蚀速率同样随 O₂ 含量的升高而急剧增大。当 O₂ 含量为 5%，3 d 时的腐蚀速率为 0.3174 mm/a，30 d 时降低为 0.0783 mm/a；当 O₂ 含量为 21%，3 d 时的腐蚀速率为 2.9586 mm/a，30 d 时降低为 2.4506 mm/a。腐蚀速率基本均为严重等级，因此井底 (135 °C、35 MPa) 工况不建议使用 1Cr-L80 管材。

注气井井底工况中，1Cr-L80 管材腐蚀速率随时间由 3 d 增加到 30 d 时，腐蚀速率降低并趋于平缓，但 1Cr-L80 管材在该工况腐蚀速率过高，不适用于该工况条件。注气井井口、井中、井底工况 1Cr-L80 管材的腐蚀速率曲线如图 5 所示。

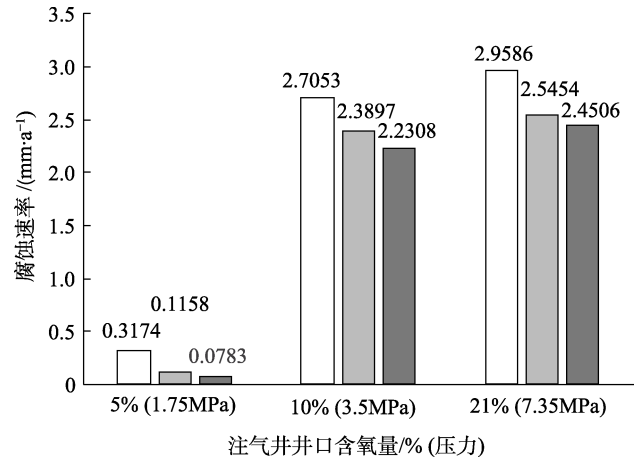


图 4 注气井井底不同氧含量 1Cr-L80 管材的腐蚀速率分布
Fig.4 Corrosion rate distribution of 1Cr-L80 pipe at the bottom of gas injection well with different oxygen content

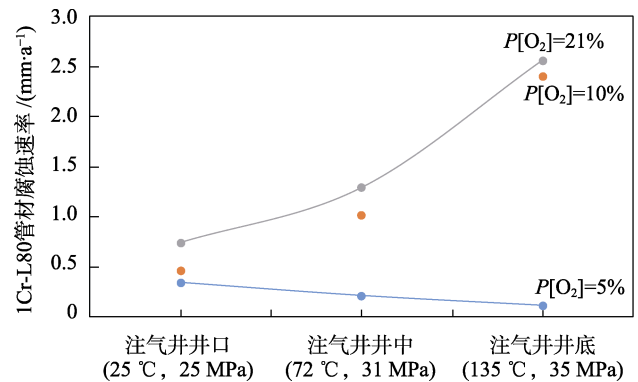


图 5 注气井井口、井中和井底 1Cr-L80 管材腐蚀速率变化关系曲线
Fig.5 Curve of corrosion rate variation of 1Cr-L80 pipe at wellhead, in middle and at bottom of gas injection well

注气井井底工况中，1Cr-L80 管材腐蚀速率随时间由 3 d 增加到 30 d 时，腐蚀速率降低并趋于平缓。15 d 之后，腐蚀速率趋于不变，趋于均匀腐蚀，但 1Cr-L80 管材在高浓度 O₂ (21%) 工况的腐蚀速率过高，腐蚀均匀地维持在一个较高水平。注气井井底工况 1Cr-L80 管材的腐蚀速率-时间变化关系曲线如图 6 所示。

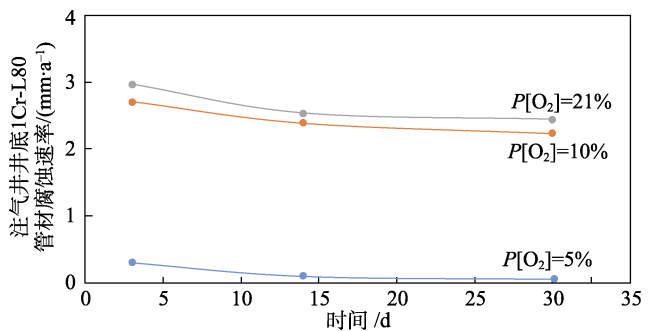


图 6 注气井井底工况 1Cr-L80 管材腐蚀速率-时间变化关系曲线 (135 °C、35 MPa)
Fig.6 Curve of corrosion rate-time variation of 1Cr-L80 pipe at bottom of gas injection well (135 °C、35 MPa)

4 结论

1) 在注气井井口、井中和井底, 1Cr-L80 管材的腐蚀速率均保持在较高水平。在注气井井口, 当 O_2 含量为 5% 时, 腐蚀速率达 0.3450 mm/a; 当 O_2 含量为 21% 时, 腐蚀速率达到 0.7399 mm/a。在注气井井中, 当 O_2 含量为 5% 时, 腐蚀速率为 0.2147 mm/a, 处于严重等级; 当 O_2 含量为 21% 时, 腐蚀速率高达 1.2854 mm/a, 腐蚀速率远高于极严重等级。在注气井井底, 当 O_2 含量为 5%, 3 d 时的腐蚀速率为 0.3174 mm/a, 30 d 时降低为 0.0783 mm/a; 当 O_2 含量为 21%, 3 d 时的腐蚀速率为 2.9586 mm/a, 30 d 时降低为 2.4506 mm/a。表明在不采取任何防腐前提下, 1Cr-L80 在井口、井中和井底不适用。

2) 在 10% 和 21% 的高含氧量下, 从井口到井底, 随着温度和压力的升高, 1Cr-80 的腐蚀速率逐渐增大。在 5% 的低含氧量下, 从井口到井底, 随着温度和压力的升高, 腐蚀速率逐渐降低, 直至稳定。原因是低含氧条件下, 腐蚀速率随着温度和压力的升高, 材质会形成均匀腐蚀, 腐蚀过程相对平缓稳定; 而相对高含氧量下, 腐蚀速度会随着温度和压力的升高而加剧。

参考文献:

- [1] 李琼玮, 杨全安, 李成龙, 等. 长庆油田油套管腐蚀预测研究与建议[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2005, 17(5): 371-373.
LI Qiong-wei, YANG Quan-an, LI Cheng-long, et al. Prediction of casing corrosion in Changqing oilfield[J]. Corrosion science and protection technology, 2005, 17(5): 371-373.
- [2] 张继川, 张双蕾, 段蕴琦, 等. 天然气井腐蚀预测研究[J]. 钻采工艺, 2012, 35(3): 86-88.
ZHANG Ji-chuan, ZHANG Shuang-lei, DUAN Yun-qi, et al. Research on corrosion prediction of natural gas wells[J]. Drilling & production technology, 2012, 35(3): 86-88.
- [3] 王成达, 尹志福, 李建东, 等. 二氧化碳驱油环境中典型管柱材料的腐蚀行为与特征[J]. 腐蚀与防护, 2013, 34(4): 307-309.
WANG Cheng-da, YIN Zhi-fu, LI Jian-dong, et al. Corrosion behavior and characteristics of typical string materials in a carbon dioxide flooding environment[J]. Corrosion and protection, 2013, 34(4): 307-309.
- [4] GUO X P, TOMOE Y. The effect of corrosion product layers on the anodic and cathodic reactions of carbon steel in CO_2 -saturated mdea solutions at 100 °C[J]. Corrosion Science, 1999, 41: 1391-1402.
- [5] RAJAPPA S, ZHANG R, GOPAL M. Modeling the diffusion effects through the iron carbonate layer in the carbon dioxide corrosion of carbon steel[J]. Corrosion, 1998, 37: 26.
- [6] HEUER J K, STUBBINS J F. An XPS characterization of $FeCO_3$ films from CO_2 corrosion[J]. Corrosion Science, 1999, 41: 1231-1243.
- [7] 王蕾. 轻质油藏注空气低温氧化模型和热效应研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
WANG Lei. Study on low-temperature oxidation model and thermal effect of injection air in light reservoirs[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [8] 吉亚娟, 周乐平, 任韶然, 等. 油田注空气工艺防爆实验的研究[J]. 中国安全科学学报, 2008(2): 91-96.
JI Ya-juan, ZHOU Le-ping, REN Shao-ran, et al. Study on explosion proof experiment of air injection process in oil field[J]. Chinese journal of safety science, 2008(2): 91-96.
- [9] 南爱玲, 何沛, 杨德凤. 元素分析仪法测定石油产品中氧含量的影响因素初探[J]. 现代科学仪器, 2008(4): 93-96.
NAN Ai-ling, HE Pei, YANG De-feng. Preliminary study on influencing factors of determination of oxygen content in petroleum products by element analyzer[J]. Modern scientific instruments, 2008(4): 93-96.
- [10] 贺梦琦, 宋阳, 刘锦, 等. 分层注气管柱: 中国, CN211422612U[P]. 2020-09-04.
HE Meng-qi, SONG Yang, LIU Jin, et al. Stratified gas injection string: China, CN211422612U[P]. 2020-09-04
- [11] 杨怀军, 潘红, 章杨, 等. 减氧对空气泡沫驱井下管柱的缓蚀作用及减氧界限[J]. 石油学报, 2019, 40(1): 99-107.
YANG Huai-jun, PAN Hong, ZHANG Yang, et al. Corrosion inhibition effect of oxygen reduction on air foam downhole tube String and oxygen reduction limit[J]. Journal of petroleum, 2019, 40(1): 99-107.
- [12] UEDA M, TAKABE H. The formation behavior of corrosion protective films of low Cr bearing steels in CO_2 environments[J]. Annals of surgery, 2001, 244(5): 700-705.
- [13] MALKA R, NESIC S, GULINO D A. Erosion-corrosion and synergistic effects in disturbed liquid-particle flow[J]. Wear, 2007, 262: 791-799.
- [14] PLACE M C. Corrosion inhibition for severely corrosive gas wells[J]. Corrosion, 2012, 48(4): 341-352.
- [15] 吕详鸿, 赵国仙, 张建兵, 等. 超级 13C: 马氏体不锈钢在 CO_2 及 H_2S/CO 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 CO_2 and H_2S/CO_2 environment[J]. Journal of Beijing University of Science and Technology, 2010, 32(2): 207-212.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 陈长风, 路民旭, 赵国仙, 等. 油套管 CO₂ 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 CO₂ corrosion scale on N80 well tube steel[J]. Acta metallurgica sinica, 2003, 39(2): 175-181.
- [19] 张超, 张智, 曾春氓, 等. 涸洲一 11-4 油田含 CO₂ 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 CO₂ in WZ 11-4 oilfield [J]. China offshore oil and gas, 2015, 27(4): 122-125.
- [20] CAI Y D, GUO P C, LIU D M, et al. Comparative study on CO₂ corrosion behavior of N80, P110, X52 and 13Cr pipe lines in simulated stratum water[J]. Sci China technol sci, 2010, 53: 2342-2349.
- [21] VEDAGE H, RAMANARAYANAN T A, MUMFORD J D, et al. Electro-chemical growth of iron sulfide films in H₂S-saturated chloride media[J]. Corrosion, 1993, 49(2): 114-121.