

南海高温高压含 CO₂ 气井管柱腐蚀适用性评价

李炎军¹, 张超¹, 丁剑², 吴江¹, 张万栋¹, 张智²

(1. 中海油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057;

2. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500)

摘要: 目的 明确南海高温高压含 CO₂ 气井管柱材料腐蚀适用性, 指导现场管柱材料选择。方法 采用高温高压釜腐蚀实验仪器对井筒高温高压环境条件下不同材料腐蚀速率进行实验分析, 并采用扫描电镜及能谱分析仪对腐蚀实验后试样腐蚀形貌进行分析, 评价不同井筒环境下管柱材料腐蚀适用性。结果 150 °C 条件下, 材料腐蚀速率随分压的增加而增大, 同时随着材料 Cr 含量的增加, 材料腐蚀速率降低, 其中 P110 钢材料腐蚀速率达到 0.3511 mm/a, 属于严重腐蚀; 180 °C 条件下, 三种材料试样表面均存在不同程度的局部腐蚀, 其中 13CrS-110 试样表面出现点蚀的程度较其他两种材料更严重, 其点蚀坑存在向内发展的趋势。结论 南海高温高压含 CO₂ 环境下, Cr 含量的增加提高了材料抗腐蚀性能, 且随着 CO₂ 分压的提高, 溶液中 CO₂ 溶解度不断增大, 增加了材料腐蚀。在 180 °C 高温条件下, 13CrS-110 钢、15Cr-110 钢、15Cr-125 钢均存在不同程度点蚀, 但 13CrS-110 钢存在开裂风险, 在现场应用前应进行开裂风险评估。针对高温高压含 CO₂ 气井管柱选材, 可根据井筒温度、压力、CO₂ 分压分布情况进行分段设计, 在保障井筒完整性的基础上, 降低开发成本。

关键词: CO₂ 腐蚀; 高温高压; 适用性; 南海; 含 CO₂ 气井; Cr 钢

中图分类号: TG172

文献标识码: A

文章编号: 1672-9242(2021)01-0015-08

DOI: 10.7643/ issn.1672-9242.2021.01.003

Applicability Evaluation of String Corrosion in High Temperature and High Pressure Gas Wells Containing CO₂ in South China Sea

LI Yan-jun¹, ZHANG Chao¹, DING Jian², WU Jiang¹, ZHANG Wan-dong¹, ZHANG Zhi²

(1. CNOOC (China) Co, Ltd. Zhanjiang Branch, Zhanjiang 524057, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

ABSTRACT: This paper aims to clarify the corrosion applicability of string materials for high-temperature and high-pressure gas wells in South China Sea and guide the selection of field string materials. The corrosion rate of different materials in well-bore under high temperature and high pressure environment is analyzed by using high temperature and high pressure kettle cor-

收稿日期: 2020-09-05; 修订日期: 2020-10-19

Received: 2020-09-05; Revised: 2020-10-19

基金项目: 国家自然科学基金(52074234); 四川省青年科技创新研究团队专项计划(2020JDTD0016); 中海石油(中国)有限公司重大科技专项(CNOOC-KJ 135 ZDXM 38 ZJ 05 ZJ)

Fund: Supported by the National Natural Science Foundation of China (52074234); the Innovative Research Team of Sichuan Province (2020JDTD0016) and Major scientific and technological projects of CNOOC (China) Co., Ltd (CNOOC-KJ 135 ZDXM 38 ZJ 05 ZJ)

作者简介: 李炎军(1980—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为海上钻完井技术及现场管理。

Biography: LI Yan-jun (1980—), Male, Senior engineer, Research focus: offshore drilling and completion technology and field management.

通讯作者: 张智(1976—), 男, 教授, 主要研究方向为油气井工程、井筒完整性与环空带压管控、材料腐蚀与防腐。

Corresponding author: ZHANG Zhi (1976—), Male, Professor, Research focus: oil and gas well engineering, well integrity and annulus pressure control, material corrosion and corrosion prevention.

rosion test instrument, and the corrosion morphology of samples after corrosion test is analyzed by using scanning electron microscope and energy spectrum analyzer to evaluate the corrosion applicability of pipe string materials in different wellbore environments. The results show that: at 150 °C, the corrosion rate increases with the increase of partial pressure, and decreases with the increase of Cr content. The corrosion rate of P110 steel reaches 0.3511 mm/a, which belongs to serious corrosion; at 180 °C, there are different degrees of local corrosion on the surface of three kinds of materials, and the pitting corrosion degree of 13CrS-110 sample is higher than that of other materials. The pitting pits tend to extend inward. Therefore, in the high temperature and high pressure CO₂ environment in the South China Sea, the increase of Cr content improves the corrosion resistance of the materials, and with the increase of the partial pressure of CO₂, the solubility of CO₂ in the solution increases, which increases the material corrosion; under the high temperature of 180 °C, the pitting corrosion exists in 13CrS-110 steel, 15Cr-110 steel and 15Cr-125 steel, but 13CrS-110 steel has the risk of cracking. Cracking risk assessment should be carried out before field application. In view of the string material selection for high temperature and high pressure gas well containing CO₂, according to the wellbore temperature, pressure and CO₂ partial pressure distribution, the design can be carried out in sections so that the development cost can be reduced on the basis of ensuring the integrity of the wellbore.

KEY WORDS: CO₂ corrosion; high temperature and high pressure; South China Sea; gas well containing CO₂; Cr steel

南海莺琼盆地作为世界三大海上高温高压地区,其储层温度高达 249 °C, 储层压力梯度高达 2.4 MPa/100 m, 储层产出气含有高浓度 CO₂, 导致其井下管柱材料面临苛刻的工况环境^[1]。石油天然气开采过程中, CO₂ 作为伴生气的一部分, 在有水条件下, CO₂ 对钢铁材料有极强的腐蚀性, 常常给石油天然气的开发设施带来严重腐蚀和安全隐患^[2]。随着世界天然气的广泛勘探与开发, 气井开采环境越趋苛刻, 这使得油井管面临的腐蚀环境更趋严酷, 导致 CO₂ 腐蚀已经成为国内乃至全球凝析气田开发过程中的主要腐蚀问题之一^[3-4]。

在油气井生产过程中, CO₂ 腐蚀是井筒完整性失效的主要原因之一^[5]。CO₂ 溶于水后, 对井下管柱有极强的腐蚀性, 其腐蚀形式主要为点蚀, 而点蚀极易造成井下管柱失效^[6]。同时, 随着油气田开发进入中后期, 产出水及 CO₂ 浓度不断上升, 使得井筒 CO₂ 腐蚀问题更加趋于严重, 造成管柱的服役寿命远低于设计寿命, 产生巨大的经济损失, 甚至会引发油气泄漏等重大事故^[7-8]。

目前, 关于井下工况条件下 CO₂ 腐蚀已有大量研究。2018 年, 张智等^[9]通过腐蚀实验研究分析了 4 种常用 Cr 钢和碳钢在高温高压 CO₂-Cl⁻共存体系下的腐蚀行为。李玲杰等^[10]通过电化学试验方法研究了 CO₂ 分压、温度、腐蚀时间等因素对 N80 钢在高含 CO₂ 腐蚀环境中腐蚀行为的影响。2019 年, 吴滔等^[11]

通过高温高压反应釜模拟吉林油田腐蚀环境, 对不同 Cr 含量合金钢在 CO₂ 腐蚀环境中的腐蚀行为进行了研究。张智等^[12]基于动力学原理与金属的电化学腐蚀理论, 考虑油气生产过程的产液量、含水率、井口温度、生产压差、流体流速等因素, 研究了 CO₂ 采油井油管腐蚀速率预测方法。2020 年, 何欢欢等^[13]基于腐蚀实验与拉伸实验, 对含腐蚀损伤的 P110 套管进行了力学性能分析。上述研究结果表明, 随着 Cr 元素含量的增加, 钢材的抗 CO₂ 腐蚀能力会明显增加, 同时随着管柱材料腐蚀严重程度的增加, 材料的力学性能会出现大幅度降低。为明确南海高温高压含 CO₂ 气井管柱材料腐蚀规律, 采用高温高压釜腐蚀实验仪器对井筒高温高压环境条件下不同材料腐蚀速率进行实验分析, 并采用扫描电镜及能谱分析仪对腐蚀实验后试样腐蚀形貌进行分析, 评价不同井筒环境下管柱材料腐蚀适用性, 指导现场管柱材料选择及设计。

1 试验

试样的尺寸为 30 mm×15 mm×3 mm。试样的材料包括: P110 钢、13Cr 钢、13CrS 钢、15Cr 钢, 材料的化学组分见表 1。

目前南海某气田储层压力系数为 1.84, 储层压力高达 87.51 MPa, 储层温度高达 180 °C, 属于异常高温高压系统。同时储层 CO₂ 的体积分数为 3.44%~

表 1 实验用 P110 钢、13Cr 钢、13CrS 钢、15Cr 钢的化学成分
Tab.1 The chemical composition of P110 steel, 13Cr Steel, 13CrS steel, and 15Cr steel

钢材	C	Si	Mn	S	P	Cr	Ni	Mo	Cu
P110	0.15	0.30	0.80	0.002	0.02	0.4	0.18	/	0.10
13Cr	0.22	0.50	0.50	0.005	0.020	12.5	0.5	0.01	1.0~2.0
13CrS	0.03	0.22	0.46	0.001	0.015	13.35	5.48	1.92	0.05
15Cr	0.04	0.50	0.60	0.005	0.020	14.0~16.0	6.00~7.00	1.8~2.5	1.5

4.01%，不含 H₂S。由于不同井深及产量条件下，井筒温度、压力及 CO₂ 分压分布不同，因此为模拟生产过程中井筒环境，分析不同产量及井深条件下管柱腐蚀规律。试验根据井筒温度、压力、CO₂ 分压分布模拟结果设置了 2、12、25 MPa 三种 CO₂ 分压条件，以及 150、180 ℃两种温度条件，讨论分析不同材料腐蚀适用性，具体实验方案与实验条件见表 2。同时为模拟井下环境，所用地层水成分及矿化度见表 3，

而环空保护液为甲酸盐环空保护液。

表 2 实验方案和实验条件
Tab.2 Experimental scheme and conditions

	温度/℃	CO ₂ 分压/MPa	材料
实验一	150	2, 12, 25	P110, 13Cr, 13CrS
实验二	180	2	13CrS, 15Cr

表 3 模拟地层水环境成分及矿化度
Tab.3 The chemical composition and mineralization of simulated formation water

离子	K ⁺ +Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	总矿化度	水型
质量浓度/(mg·L ⁻¹)	7348	29	8	6400	114	9805	/	22929	NaHCO ₃

测试用仪器为自行研制的高温高压循环流动釜，其测试原理如图 1 所示。将试样用石油醚除油，酒精除水，冷风吹干后，测量具体尺寸，并称量，放入干燥箱中备用。反应釜中先通入氮气试压，以确保高温高压釜的密封性。再通入氮气 2~4 h 除氧，分别升温至 150、180 ℃。然后分别通入 2、12、25 MPa 的 CO₂

气体，最后通入氮气至实验总压 88 MPa。实验结束后，取气、液相试样，用去膜液去除腐蚀介质。随后在饱和碳酸氢钠溶液中浸泡约 2~3 min，进行中和处理，之后用蒸馏水冲洗，置于无水酒精中浸泡 3~5 min 脱水，经干燥后用电子天平称量，通过质量损失计算腐蚀速率。

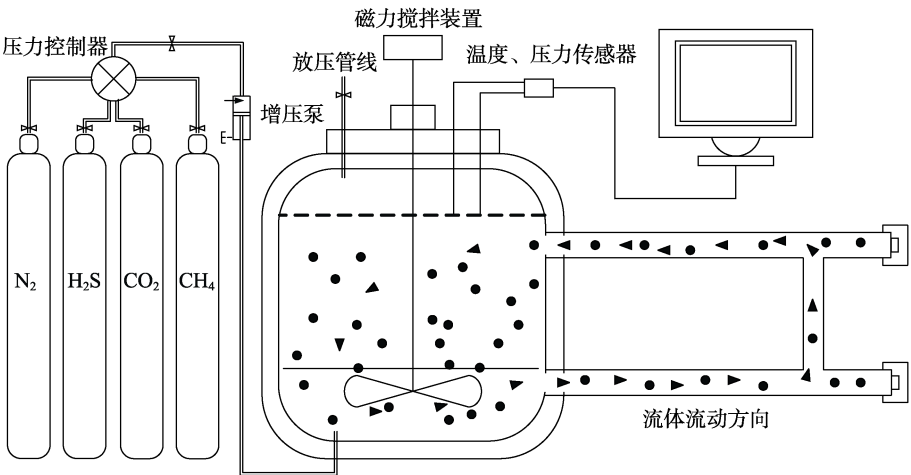


图 1 高温高压循环流动釜
Fig.1 High temperature and high pressure circulating flow kettle

2 结果及分析

2.1 模拟 150 ℃工况

实验结果如图 2 所示。由图 2a 可知，150 ℃条件下，随着 CO₂ 分压的增加，气相中材料的腐蚀速率先增大后减小。这是由于随着分压的增加，气相中 CO₂ 达到超临界状态^[14]，使得其腐蚀速率开始减小；液相中，随着分压的增加，液体中的 CO₂ 溶解量不断增大，使得材料腐蚀速率随分压的增加而不断增加^[15]，如图 2b 所示。对于不同材料而言，由图 2 可以看出，随着材料 Cr 含量的增加，材料腐蚀速率不断降低。这是由于 Cr 元素含量的增加，可提高

材料表面由腐蚀形成的钝化膜的致密度，降低了材料腐蚀速率^[16]。

该实验条件下 P110 钢、13Cr 钢、13CrS 钢试样表面腐蚀产物膜形貌如图 3 和图 4 所示。在气相环境中，CO₂ 分压 2 MPa 条件下，P110 钢和 13Cr 钢试样表面存在点蚀情况，13CrS 钢试样表面则没有点蚀情况；12 MPa 条件下，P110 钢和 13Cr 钢试样表面凹凸不平，局部腐蚀情况明显，13CrS 钢试样表面不存在点蚀情况；25 MPa 条件下，P110 钢和 13Cr 钢的腐蚀速率有明显的下降现象，但 P110 钢试样表面出现了局部腐蚀情况，13Cr 钢、13CrS 钢试样表面没有出现点蚀现象。在液相环境中，CO₂ 分压 2 MPa 条件下，

P110 钢和 13Cr 钢试样表面存在点蚀情况, 13CrS 钢试样表面则没有点蚀情况; 12 MPa 条件下, P110 钢和 13Cr 钢试样表面则出现了明显的点蚀情况, 13CrS 钢试样表面无点蚀出现; 25 MPa 条件下, 通过显微镜放大到 200 倍观察, 发现 P110 钢试样表面出现明

显的腐蚀坑, 发生局部腐蚀, 13Cr 钢试样表面存在点蚀情况, 13CrS 钢试样表面没有出现点蚀现象。

2.2 模拟 180 °C 工况

实验结果如图 5 所示。由图 5 可知, 高温 180 °C

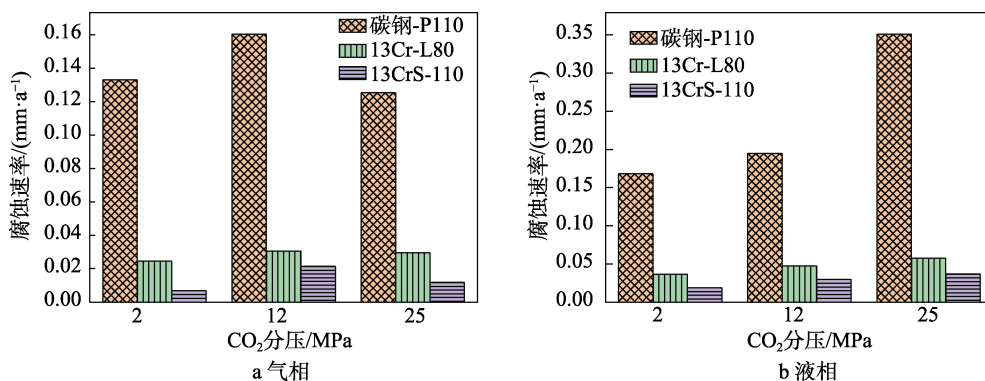


图 2 P110 钢、13Cr 钢、13CrS 钢的气、液相腐蚀速率

Fig.2 Corrosion rate of P110 steel, 13Cr steel, and 13CrS steel: a) gas phase; b) liquid phase

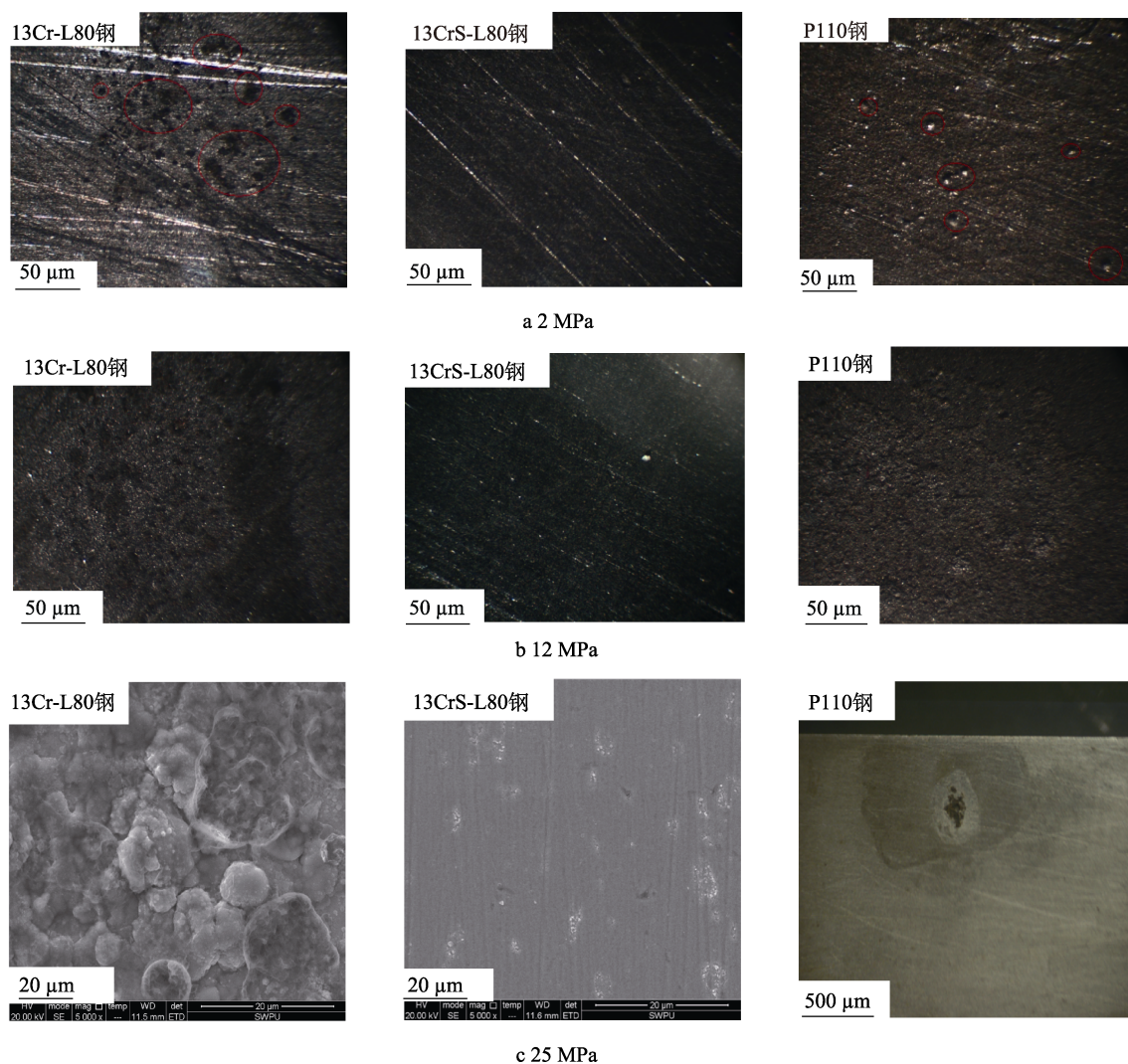


图 3 P110 钢、13Cr 钢、13CrS 钢在气相中的微观形貌

Fig.3 Microstructure of P110 steel, 13Cr steel, and 13CrS steel in gas phase

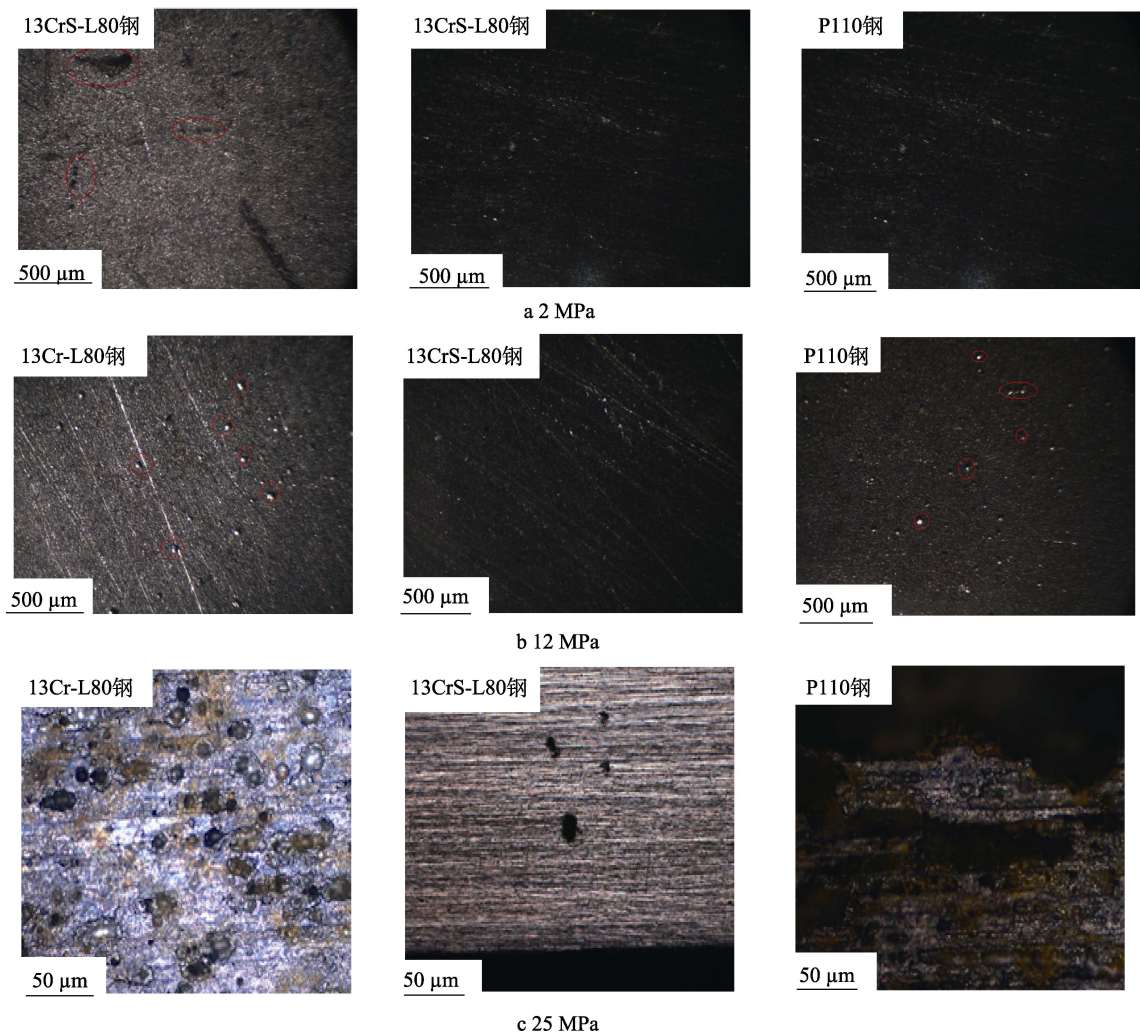


图 4 P110 钢、13Cr 钢、13CrS 钢在液相中的微观形貌
Fig.4 Microstructure of P110 steel, 13Cr steel, and 13CrS steel in gas phase

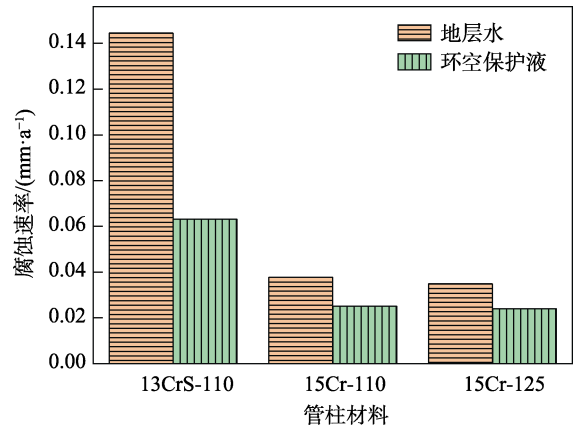


图 5 13CrS-110 钢、15Cr-110 钢、15Cr-125 钢地层水及环空保护液环境下的腐蚀速率
Fig.5 Corrosion rate of 13CrS-110 steel, 15Cr-110 steel, and 15Cr-125 steel in formation water and annulus protection fluid

地层水环境中，15Cr-110、15Cr-125 材料腐蚀速率远小于 13CrS-110。这是由于 Cr 元素含量的增加，

提高了材料抗腐蚀能力。13CrS-110 材料的腐蚀速率超过了工程允许范围 (0.076 mm/a)，根据 NACE RP 0775—2005 标准，属于严重腐蚀^[17]。

该实验条件下，13CrS-110 钢、15Cr-110 钢、15Cr-125 钢试样表面产物膜微观形貌如图 6 所示。由图 6 可知，地层水环境中，13CrS-110 钢试样表面有大量腐蚀坑，处于点蚀的萌生阶段。点蚀坑最大直径在 90.82 μm 左右，表面有大量的腐蚀产物膜，但是腐蚀产物膜较为致密。同时通过观察发现，试样表面腐蚀坑周围基体保持完整，点蚀坑内部呈花边状。此时无法再钝化修复，说明点蚀坑有向内发展的趋势^[18]。通过能谱分析得知，腐蚀产物主要由 Fe、Cr 两种元素组成，以 Fe、Cr 的化合物为主，而 15Cr-110 钢、15Cr-125 钢试样表面的腐蚀坑很少。环空保护液环境中，三种材料在该挂片中部及梭边处均未发现裂纹，但在试样表面仍存在不同程度的局部腐蚀，其中 13CrS-110 钢试样表面出现点蚀的程度较其

他两种材料更严重。

对比地层水及环空保护液环境下试样表面腐蚀情况发现,地层水环境下试样表面腐蚀情况较为严重,而环空保护液条件下试样表面腐蚀坑较少。这是由于地层水条件下,Cl⁻含量较大,且体积较小,很容易穿透腐蚀产物膜孔隙,从而置换钝化膜薄弱部位的O原子,使金属表面钝化膜溶解,形成点蚀^[19]。当点蚀开始后,氯离子会迁入形成局部酸性环境,加速点蚀的发展^[20]。在一定温度条件下,CO₂腐蚀会产生较为疏松的腐蚀产物膜,导致Cl⁻大量迁入,从而导致材料表面发生密集的点蚀现象^[21]。特别是13CrS-110钢试样,表面存在大量腐蚀坑,而15Cr-110钢、15Cr-125钢试样表面腐蚀坑相对较少。这是由于15Cr钢中Mo元素含量相对较高,在一定范围内,Mo元素可提高钢材抗点蚀性能^[22]。

3 井下防腐策略

实际生产过程中,针对井底高温高压含CO₂苛刻条件,井下管柱材料通常整体采用高防腐性能材料。根据实验结果可以发现,在较低的温度、压力、CO₂分压条件下,部分防腐性能较低的材料也可满足防腐要求,因此针对高温高压含CO₂气井管柱材料选择过程中过度防腐的情况,在满足井下管柱材料选择标准的基础上,可根据井筒温度、压力、CO₂分压分布情况进行分段设计,以降低选材成本。在温度、CO₂分压较高、与地层流体直接接触的井段,采用防腐性能较好的材料;而在温度、CO₂分压较低、存在环空保护液保护的井段,可采用防腐性能相对较低的材料,不同区块具体温度、CO₂分压范围需要根据实验评价得到。目前南海某区块的井下管柱即采用此理念进行设计施工,具体情况见表4。

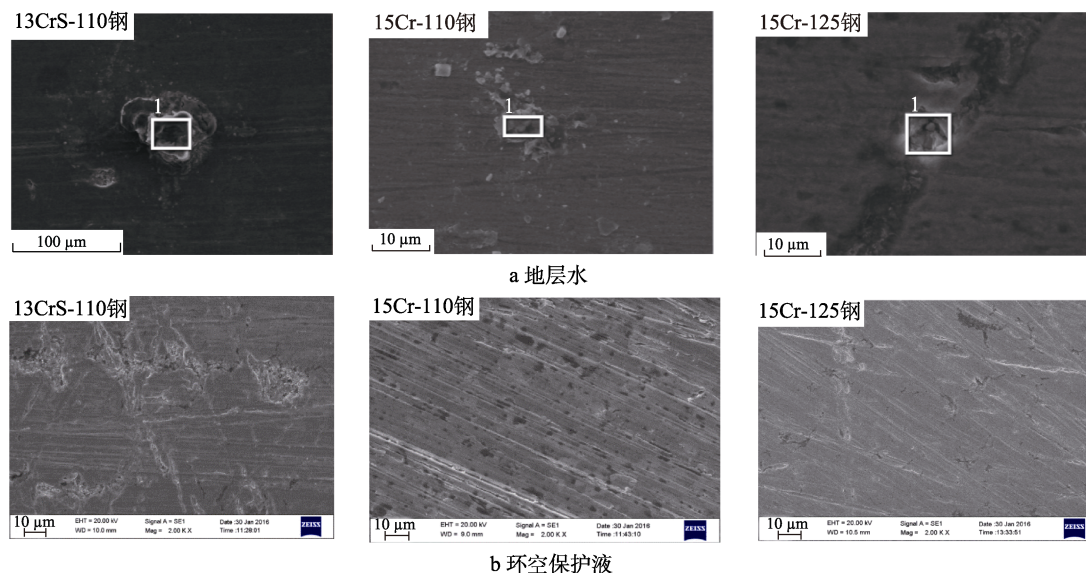


图6 13CrS-110钢、15Cr-110钢、15Cr-125钢的微观形貌

Fig.6 Microstructure of 13CrS-110 steel, 15cr-110 steel and 15cr-125 steel: a) formation water; b) annulus protection fluid

表4 南海某区块材料设计施工方案

Tab.4 Material design and construction scheme of a block in South China Sea

气田名	井底温度/℃	井底压力/MPa	CO ₂ 质量分数/%	油管	组成A环空的套管
X1气田	140	53.46	4.01	13Cr	封隔器以上150 m以下部分采用13Cr,其余采用3Cr
X2气田	180	87.51	4.57	15Cr	封隔器以上150 m以下部分采用15Cr,其余采用3Cr

4 结论

1) 实验结果表明,在南海高温高压含CO₂环境下,Cr含量的增加提高了材料的抗腐蚀性能。P110碳钢材料腐蚀速率明显高于含Cr钢,且随着CO₂分压的提高,溶液中CO₂溶解度不断增大,增加了材料腐蚀。

2) 实验结果表明,180℃高温条件下,13CrS-110

钢、15Cr-110钢、15Cr-125钢均存在不同程度点蚀,但13CrS-110钢表面有大量腐蚀坑,且点蚀坑有向内发展的趋势。高温条件下,13CrS-110钢使用时存在开裂风险,在现场应用前应进行开裂风险评估。

3) 地层水环境下,Cl⁻穿透腐蚀产物膜,使材料表面腐蚀产物膜溶解,加速材料腐蚀,而环空保护液可形成有效保护膜,防止Cl⁻穿透,保护材料。

4) 针对高温高压含CO₂气井管柱选材,可根据

井筒温度、压力、CO₂ 分压分布情况进行分段设计, 在保障井筒完整性的基础上, 降低开发成本。

参考文献:

- [1] 邢希金, 谢仁军, 马岩, 等. 超临界 CO₂ 环境 13Cr 材质腐蚀行为研究[J]. 表面技术, 2016, 45(05): 79-83.
XING Xi-jin, XIE Ren-jun, MA Yan, et al. Corrosion behavior of 13Cr in supercritical CO₂ environment[J]. Surface technology, 2016, 45(5): 79-83.
- [2] 鲁群岷, 岳波, 龚智力. 含 CO₂ 油田介质环境中 O₂ 对 X80 钢腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护, 2019, 40(6): 408-413.
LU Qun-min, YUE Bo, GONG Zhi-li. Effect of O₂ on corrosion behavior of x80 steel in environment of oil field medium containing CO₂[J]. Corrosion & protection, 2019, 40(6): 408-413.
- [3] 张炜强, 郑华安, 李勇怀. 南海西部某油井 13Cr 油管失效分析[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2017, 34(5): 47-51.
ZHANG Wei-qiang, ZHENG Hua-an, LI Yong-huai. Failure analysis of 13Cr tubing in an oil well in the west area of south China sea[J]. Corrosion & protection in petrochemical industry, 2017, 34(5): 47-51.
- [4] 李成, 王长权, 陈旭, 等. 页岩气井井筒腐蚀规律与防护措施[J]. 腐蚀与防护, 2020, 41(1): 35-40.
LI Cheng, WANG Chang-quan, CHEN Xu, et al. Corrosion law and protection measures of shale gas well wellbores[J]. Corrosion & protection, 2020, 41(1): 35-40.
- [5] 张智, 宋闯, 冯潇霄, 等. 井筒屏障完整性及其优化设计—以 CO₂ 吞吐井为例[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(3): 318-328.
ZHANG Zhi, SONG Chuang, FENG Xiao-xiao, et al. Wellbore barrier integrity and design optimization: A case study on CO₂ huff and puff well[J]. Oil drilling & production technology, 2019, 41(3): 318-328.
- [6] 赵国仙, 杜航波, 祝恒倩. 模拟地面集输环境下温度对 2205 双相钢均匀腐蚀及点蚀行为的影响[J]. 焊管, 2020, 43(2): 1-6.
ZHAO Guo-xian, DU Hang-bo, ZHU Hen-qian, et al. Effect of temperature on uniform corrosion and pitting behavior of 2205 duplex stainless steel in simulated ground gathering and transportation environment[J]. Welded pipe and tube, 2020, 43(2): 1-6.
- [7] 蒋满军, 秦立高, 郑华安, 等. 13Cr 材质气井管柱腐蚀原因分析[J]. 涂层与防护, 2020, 41(6): 28-34.
JIANG Man-jun, QIN Li-gao, ZHENG Hua-an, et al. Cause analysis of corrosion in 13Cr gas well tube[J]. Coating and protection, 2020, 41(6): 28-34.
- [8] 石延辉. 松南高含 CO₂ 气田气井腐蚀评价及生产管柱优选[J]. 石油工业技术监督, 2019, 35(9): 32-36.
SHI Yan-hui. Corrosion evaluation and production string optimization of gas wells in Songnan gasfield with high CO₂ content[J]. Technology supervision in petroleum industry, 2019, 35(9): 32-36.
- [9] 张智, 张泽霖, 张怡然, 等. 高温高压 CO₂-Cl⁻ 共存体系下 4 种常用 Cr 钢和碳钢的腐蚀行为[J]. 材料保护, 2018, 51(9): 113-116+134.
ZHANG Zhi, ZHANG Ze-lin, ZHANG Yi-ran, et al. Corrosion behavior of four kinds of chromium steel and carbon steel under high temperature and high pressure CO₂-Cl⁻ corrosive environment[J]. Materials protection, 2018, 51(9): 113-116+134.
- [10] 李玲杰, 杨耀辉, 张彦军, 等. N80 碳钢在高含 CO₂ 体系中的腐蚀规律[J]. 腐蚀与防护, 2018, 39(9): 678-683.
LI Lin-jie, YANG Yao-hui, ZHANG Yan-jun, et al. Corrosion law of N80 carbon steel in high CO₂ containing system[J]. Corrosion & protection, 2018, 39(9): 678-683.
- [11] 吴滔, 武会宾, 李涛, 等. 含 Cr 中合金钢在 CO₂ 腐蚀环境中的腐蚀行为[J]. 热加工工艺, 2019, 48(16): 65-69.
WU Tao, WU Hui-bin, LI Tao, et al. Corrosion behavior of cr-contained medium-alloy steel in CO₂ corrosion environment[J]. Hot working technology, 2019, 48(16): 65-69.
- [12] 张智, 刘金铭, 张华礼, 等. 注 CO₂ 采油井油管柱腐蚀速率预测[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(2): 175-184.
ZHANG Zhi, LIU Jin-ming, ZHANG Hua-li, et al. Prediction of tubing string corrosion rate in CO₂-injection production wells[J]. Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition), 2019, 41(2): 175-184.
- [13] 何欢欢, 艾志久, 李韬, 等. CO₂ 腐蚀环境下 P110 套管材料性能的实验研究[J]. 应用力学学报, 2020, 37(1): 155-160+478-479.
HE Huan-huan, AI Zhi-jiu, LI Tao, et al. Experimental study on properties of P110 casing material in CO₂ corrosion environment [J]. Chinese journal of applied mechanics, 2020, 37(01): 155-160+478-479.
- [14] 李岩岩, 刘丹, 朱光宇, 等. 超临界 CO₂ 环境中温度和流速对 N80 碳钢腐蚀行为的影响[J]. 表面技术, 2020, 49(3): 35-41.
LI Yan-yan, LIU Dan, ZHU Guang-yu, et al. Effects of temperature and flow velocity on the corrosion behavior of N80 carbon steel in supercritical CO₂ environment[J]. Surface technology, 2020, 49(3): 35-41.
- [15] 范东升, 何川, 陈旭, 等. CO₂ 分压力对 2205 双相不锈钢在酸性油气田中腐蚀行为的影响[J]. 热加工工艺, 2019, 48(24): 50-55.
FAN Dong-shen, HE Chuan, CHEN Xu, et al. Effects of CO₂ partial pressure on corrosion behavior of 2205 duplex stainless steel in acid oil and gas field[J]. Hot working technology, 2019, 48(24): 50-55.
- [16] 白海涛, 杨敏, 董小卫, 等. CO₂ 腐蚀产物膜的研究进展[J]. 中国腐蚀与防护学报, 2020, 40(4): 295-301.
BAI Hai-tao, YANG Min, DONG Xiao-wei, et al. Research progress on CO₂ corrosion product scales of carbon

- steels[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2020, 40(4): 295-301.
- [17] NACE RP 0775—2005, Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations[S].
- [18] 谢涛, 林海, 许杰, 等. 不同材质油套管钢的 CO_2 腐蚀行为[J]. 表面技术, 2017, 46(1): 211-217.
XIE Tao, LIN Hai, XU Jie, et al. CO_2 corrosion behavior of oil casing steel made from different materials[J]. Surface technology, 2017, 46(1): 211-217.
- [19] 张吉鼎, 宋冬行. Cl^- 和 CO_2 共存环境下 P110 钢的电化学腐蚀影响实验研究[J]. 全面腐蚀控制, 2017, 31(6): 39-43.
ZHANG Ji-ding, SONG Dong-xing. Experimental study on electrochemical corrosion behavior of P110 steel in the presence of Cl^- and CO_2 [J]. Total corrosion control, 2017, 31(6): 39-43.
- [20] 李臻, 王文涛, 王建才, 等. CO_2 - Cl^- 共存腐蚀介质中油管钢腐蚀疲劳裂纹扩展性能研究[J]. 机械强度, 2016, 38(5): 957-961.
- LI Zhen, WANG Wen-tao, WANG Jian-cai, et al. Crack propagation behavior of oil well tubing steel under corrosion fatigue loading in CO_2 - Cl^- corrosion fatigue loading in CO_2 - Cl^- corrosive environment[J]. Journal of mechanical strength, 2016, 38(5): 957-961.
- [21] 张喜庆. 原油集输管道在 CO_2 和 Cl^- 共同作用下的腐蚀规律研究[J]. 钻采工艺, 2019, 42(1): 50-52.
ZHANG Xi-qing. Corrosion law of crude oil gathering pipeline in tarim oilfield under the combined action of CO_2 and Cl^- [J]. Drilling & production technology, 2019, 42(1): 50-52.
- [22] 贺三, 姜锦涛, 袁宗明. Cl^- 对 CO_2 环境下的碳钢腐蚀影响[J]. 全面腐蚀控制, 2012, 26(6): 36-38.
HE San, JIANG Jin, YUAN Zong-ming. Effect of Cl^- Content on CO_2 corrosion of carbon steel[J]. Total corrosion control, 2012, 26(6): 36-38.