

# 南海某油田 CO<sub>2</sub> 回注井防腐选材实验

冯桓楷<sup>1</sup>, 李滨<sup>1</sup>, 邢希金<sup>1</sup>, 何松<sup>1</sup>, 周定照<sup>1</sup>, 张俊莹<sup>2</sup>

(1. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 2. 中国石油大学(北京), 北京 102249)

**摘要:** 目的 开展腐蚀选材实验, 确定经济合理的井下油套管材质。方法 分别模拟回注气层 (114 °C、CO<sub>2</sub> 分压为 24.89 MPa、凝析水 Cl<sup>-</sup> 质量浓度为 1000 mg/L)、回注水层 (117 °C、CO<sub>2</sub> 分压为 28.39 MPa、凝析水 Cl<sup>-</sup> 质量浓度为 20 000 mg/L) 工况, 利用高温高压釜开展室内模拟腐蚀实验, 评价 3Cr、13Cr、超级 13Cr 和 22Cr 双相不锈钢材质。结果 3Cr 出现严重的均匀腐蚀及点蚀, 最大均匀腐蚀速率出现在回注水层工况, 达 1.0973 mm/a; 最大点蚀速率出现在回注水层工况, 达 0.4241 mm/a。13Cr 均匀腐蚀速率较低, 最高腐蚀速率为回注气层工况, 达 0.0274 mm/a; 在回注水层工况条件下, 点蚀速率较高, 为 0.3833 mm/a。S13Cr 均匀腐蚀速率较低, 回注气层工况腐蚀速率最高, 达 0.0113 mm/a, 无点蚀。22Cr 均匀腐蚀速率较低, 为 0.0011 mm/a, 无点蚀。整体规律为回注水层条件下的腐蚀速率大于回注气层, 主要腐蚀产物为 FeCO<sub>3</sub>, 对 13Cr 以上管材, 主要腐蚀形式为点蚀。**结论** 对 CO<sub>2</sub> 回注深井, 应尽量选取气层回注。在 CO<sub>2</sub> 分压为 24.89 MPa、地层温度为 117 °C、地层水 Cl<sup>-</sup> 质量浓度为 20 000 mg/L 条件下, 推荐选用超级 13Cr 为回注井管材。

**关键词:** CO<sub>2</sub> 回注; 井下管材; 防腐选材; 降低碳排放

**中图分类号:** TG172.3      **文献标识码:** A      **文章编号:** 1672-9242(2021)01-0023-07

**DOI:** 10.7643/issn.1672-9242.2021.01.004

## Anti-corrosion Material Selection Experiment of CO<sub>2</sub> Reinjection Well in an Oil Field in South China Sea

FENG Huan-zhi<sup>1</sup>, LI Bin<sup>1</sup>, XING Xi-jin<sup>1</sup>, HE Song<sup>1</sup>, ZHOU Ding-zhao<sup>1</sup>, ZHANG Jun-ying<sup>2</sup>

(1. CNOOC Research Institute Ltd., Beijing 100028, China; 2. China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China)

**ABSTRACT:** Corrosion material selection experiments are carried out to determine economical and reasonable downhole tubing and casing materials. The reinjection gas layer (114 °C, CO<sub>2</sub> partial pressure of 24.89 MPa, condensate water Cl<sup>-</sup> concentration of 1,000 mg/L), reinjection water layer (117 °C, CO<sub>2</sub> partial pressure of 28.39 MPa, condensate water Cl<sup>-</sup> concentration of 20,000 mg/L) working conditions are simulated respectively to conduct indoor simulated corrosion experiments using high temperature autoclaves, and the materials of 3Cr, 13Cr, super 13Cr and 22Cr duplex stainless steels are evaluated. 3Cr has severe uniform corrosion and pitting corrosion; the maximum uniform corrosion rate is up to 1.0973 mm/a under the reinjection water layer condition, and the maximum pitting corrosion rate is up to 0.4241 mm/a under the reinjection water layer condition. The uniform corrosion rate of 13Cr is relatively low; the highest corrosion rate

收稿日期: 2020-09-30; 修订日期: 2020-10-30

Received: 2020-09-30; Revised: 2020-10-30

基金项目: 中海油研究总院自主创新课题 (2020ZYZL-ZC01)

Fund: Supported by CNOOC Research Institute Independent Innovation Project (2020ZYZL-ZC01)

作者简介: 冯桓楷 (1984—), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为油套管防腐、油田化学、钻完井工程设计。

Biography: FENG Huan-zhi (1984—), Male, Doctor, Senior engineer, Research focus: tubing/casing corrosion, drilling and completion design, oil field chemistry.

is up to 0.0274 mm/a under the reinjection gas layer condition, and the pitting corrosion rate is 0.3833 mm/a under the reinjection water layer condition. The uniform corrosion rate of S13Cr is low; the highest corrosion rate is 0.0113 mm/a under the reinjection gas layer; no pitting corrosion. 22Cr has uniform corrosion rate lower than 0.0011 mm/a, without pitting corrosion. The overall rule is that the corrosion rate under the condition of the reinjection water layer is greater than that of the reinjection gas layer. The main corrosion product is  $\text{FeCO}_3$ . For pipes above 13Cr, the main form of corrosion is pitting. For  $\text{CO}_2$  reinjection deep wells, gas reservoirs should be selected for reinjection as much as possible. Under the conditions of  $\text{CO}_2$  partial pressure of 24.89 MPa, formation temperature of 117 °C, and formation water  $\text{Cl}^-$  concentration of 20,000 mg/L, Super 13Cr is recommended as reinjection well tubing.

**KEY WORDS:**  $\text{CO}_2$  reinjection; downhole tubing material; anti-corrosion material selection; carbon emission reduction

$\text{CO}_2$ 是最主要的温室气体之一<sup>[1]</sup>，随着生产力发展水平和工业化水平的提升， $\text{CO}_2$ 对气候和环境的影响越来越显著<sup>[2]</sup>。为了可持续发展的需要，世界主要工业发达国家均不同程度地开展了控制碳排放的技术研究和工业实践<sup>[3]</sup>。国内外相关学者和行业也开展了大量减低 $\text{CO}_2$ 排放、补集、封存技术的探索尝试<sup>[4-10]</sup>。其中，深井回注是最重要的 $\text{CO}_2$ 封存方式之一<sup>[11-15]</sup>。

$\text{CO}_2$ 深井回注目前国内实践极少，管材腐蚀研究工作也处于起步阶段，较为类似的是集输处理系统和长输管道面对的超临界 $\text{CO}_2$ 腐蚀环境，这方面的研究取得了较大的进展。在超临界 $\text{CO}_2$ 腐蚀状态下，温度升高会降低管材的均匀腐蚀速率，但同时会增大管材的局部腐蚀<sup>[16-17]</sup>。Cr元素的加入可有效提高管材的耐 $\text{CO}_2$ 腐蚀能力，含10%（质量分数）Cr的钢在 $\text{CO}_2$ 腐蚀后可形成单层膜的组织结构，耐腐蚀能力较好<sup>[18]</sup>。国外在2000年前后开始了 $\text{CO}_2$ 深井回注的工业尝试，利用老油田衰竭的油井进行 $\text{CO}_2$ 回注，尽管采取了阴极保护措施，在短期内仍出现了较多的套管腐蚀问题<sup>[19]</sup>。理论分析研究表明，缓蚀剂可以有效提高钢材在饱和 $\text{CO}_2$ 环境中的耐蚀能力<sup>[20]</sup>，采用奥氏体不锈钢或300系列不锈钢可有效控制腐蚀<sup>[21]</sup>，但是较高的成本使缓蚀剂和奥氏体不锈钢在推广中非常受限。

随着石油和矿产资源开发向深层发展， $\text{CO}_2$ 作为

石油在地层产生的副产物也逐渐引起重视。南海东部某油田是 $\text{CO}_2$ 气顶油藏，油藏顶部有纯度高达98%的 $\text{CO}_2$ 气顶层。靠近气顶层的原油溶解气 $\text{CO}_2$ 的体积分数达到96.8%，预计溶解气产气量将达到 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。因此，为减少碳排放，设计2口 $\text{CO}_2$ 回注井，将产出的溶解 $\text{CO}_2$ 回注。回注井设计中，管柱防腐设计是影响成败、决定注入层位的关键因素。因此，结合地层条件，设计了 $\text{CO}_2$ 回注水层和 $\text{CO}_2$ 回注气层的模拟腐蚀试验，通过实验结果分析确定了井下管柱的防腐材质。

## 1 实验

### 1.1 腐蚀环境条件

由井下取样气样分析，通过工程处理设施处理后，预计回注气气体组分见表1。回注井口压力为23 MPa，温度为110 °C， $\text{CO}_2$ 分压为21.78 MPa。回注井考虑设计回注气层和回注水层2个层位，因而相应设计2组腐蚀模拟试验<sup>[22]</sup>。回注气层的地层腐蚀环境：井底压力为26.3 MPa，计算 $\text{CO}_2$ 分压为24.89 MPa，井底温度为114 °C。回注水层的地层腐蚀环境：井底压力为30 MPa， $\text{CO}_2$ 分压为28.39 MPa、井底温度为117 °C。

地层水取样数据见表2。其中 $\text{Cl}^-$ 浓度与腐蚀选

表1  $\text{CO}_2$ 回注气样组分  
Tab.1  $\text{CO}_2$  reinjection gas content

Component	$\text{CO}_2$	Nitrogen	Methane	Ethane	Propane	i-Butane	n-Butane	i-Pentane	%
Content	0.9465	0.0118	0.0121	0.0036	0.0148	0.0017	0.0009	0.0008	
Component	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane	n-Decane	H <sub>2</sub> O		
Content	0.0005	0.001	0.0018	0.0008	0.0004	0.0001	0.0034		

表2 地层水取样分析数据  
Tab.2 Formation water sampling and analysis data

Sampling depth/m	Formation water ion content/(mg·L <sup>-1</sup> )							Total salinity/(mg·L <sup>-1</sup> )	pH	Density/(g·cm <sup>-3</sup> )
	K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>			
1254.3	1563	10112	691	342	18710	379	232	102	32133	7.59
1254.3	1292	10565	691	335	19133	344	299	96	32755	7.80
1254.3	1354	10559	700	348	19083	323	592	96	33055	7.70

材相关, 最大为 19133 mg/L, 采用该水样配置模拟地层水开展实验。

## 1.2 实验方法

- 1) 搅拌配置好的模拟水。
- 2) 腐蚀挂片试样尺寸为 50 mm×10 mm×3 mm, 一端有直径为 6 mm 的安装孔。使用滤失清洁试样表面, 使用丙酮浸泡清洗, 使用脱脂棉清洗试片。使用无水乙醇浸泡 5 min, 深度清洁油脂。用冷风吹扫试片, 干燥后用滤纸包覆, 储存于硅胶干燥器中。静置 1 h 后, 使用精密天平称量。使用聚四氟乙烯材质的夹具安装固定试片。
- 3) 在高温高压釜中加入模拟地层水或模拟气层凝析水, 将试片装入高温高压釜, 使溶液浸没试片。加入高温高压釜前, 先用高纯氮气除液体中的氧 2 h。安装完成后, 密闭高温高压釜, 关闭入口阀门, 用高纯氮气除氧 2 h, 除去安装过程中进入的氧。
- 4) 升温至实验设计温度。温度恒定后, 开启高温高压釜进气阀门, 通入 CO<sub>2</sub> 气体, 静置 30 min, 使 CO<sub>2</sub> 气体充分溶解。调节 CO<sub>2</sub> 分压至实验设计分压, 实验期间持续保持 CO<sub>2</sub> 分压为设定值。调节高温高压釜转速, 使试片线速度达到试验设计流速, 开始计时。
- 5) 实验结束时, 停止转动, 开启高温高压釜出气阀门, 气体通过碱液槽中和吸收。泄压后, 取出试片观察、记录表面腐蚀及腐蚀产物粘附情况, 清水冲洗, 滤纸擦干。

6) 使用丙酮浸泡清洗, 使用脱脂棉清洗试片。使用无水乙醇浸泡 5 min, 深度清洁油脂。使用配制好的酸清洗液浸泡 5 min, 同时用脱脂棉轻拭试片表面腐蚀产物。从清洗液中取出试片, 用自来水冲去表面残酸后, 将试片浸入氢氧化钠溶液 (60 g/L) 中 30 s。用自来水冲洗, 放入无水乙醇中浸泡约 5 min, 清洗脱水 2 次。用冷风吹扫试片, 干燥后用滤纸包覆, 储存于硅胶干燥器中, 放置 1 h 后使用精密天平称量。

### 7) 实验结果的表示和计算。

试样腐蚀质量损失速率  $r_{\text{corr}}$  按式 (1) 计算:

$$r_{\text{corr}} = \frac{8.76 \times 10^4 \times (m_0 - m_t)}{S \cdot t \cdot \rho} \quad (1)$$

式中:  $r_{\text{corr}}$  为腐蚀速率, mm/a;  $m_0$  为实验前试样质量, g;  $m_t$  为实验后试样质量, g;  $S$  为试样受试总面积, cm<sup>2</sup>;  $\rho$  为试样材料的密度, g/cm<sup>3</sup>;  $t$  为实验时间, h。

点蚀速率  $v_t$  按照式 (2) 计算:

$$v_t = \frac{8.76 \times 10^3 \times h_t}{t} \quad (2)$$

式中:  $v_t$  为点蚀速率, mm/a;  $h_t$  为试验后试片表面最深点蚀深度, mm;  $t$  为实验时间, h。

## 2 结果及分析

### 2.1 3Cr 材质腐蚀试验

3Cr 均匀腐蚀质量损失和点腐蚀结果如图 1 所示。均匀腐蚀速率结果表明, 3Cr 均匀腐蚀速率较高, 均超过 0.125 mm/a, 属于严重腐蚀<sup>[24]</sup>, 气相中的腐蚀速率均低于液相。3Cr 在三种工况下均出现严重点蚀, 点蚀速率与相态无明显规律。在回注水层的液相腐蚀环境中, Cl<sup>-</sup> 含量较高, 3Cr 在液相中的均匀腐蚀速率明显增高。试样在液相及气相中均出现点蚀, 回注气层气相中点蚀速率最高, 为 0.42 mm/a, 生产井液相中点蚀速率最高, 为 0.47 mm/a。

在气相环境下, 3Cr 的腐蚀产物覆盖不均匀, 而在液相环境中腐蚀后, 试样表面的腐蚀产物覆盖均匀。不同工况条件下, 3Cr 在气液两相中去除腐蚀产物后的宏观形貌如图 2 所示。去除腐蚀产物后, 肉眼观察不到点蚀和明显的局部腐蚀, 需要对试样进行微观分析。

不同工况条件下, 3Cr 在气液两相中去除腐蚀产物后的点蚀形貌如图 3 所示。可以看出, 气相和液相环境中, 试样表面均存在点蚀坑。回注气层气相中点蚀速率最高, 为 0.42 mm/a, 生产井液相中点蚀速率最高, 为 0.47 mm/a。

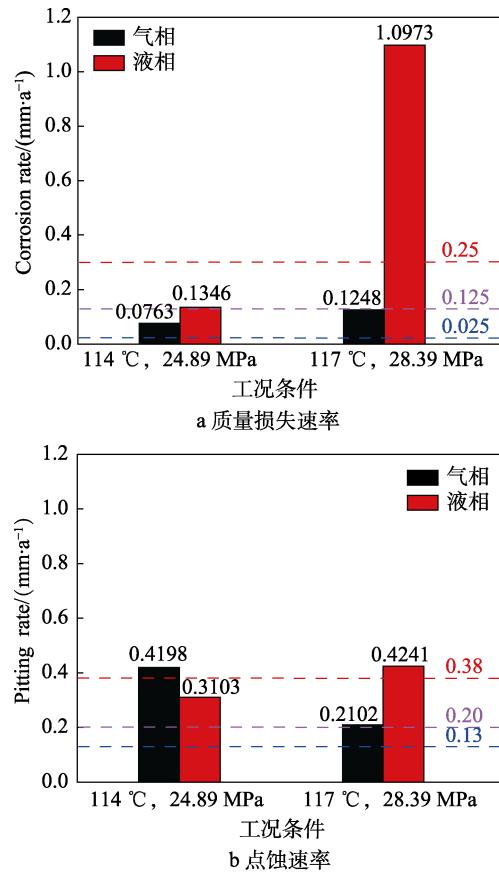


图 1 不同工况条件下 3Cr 均匀腐蚀质量损失速率和点蚀速率  
Fig.1 3Cr (a) corrosion weight loss rate and (b) pitting corrosion rate under different working conditions

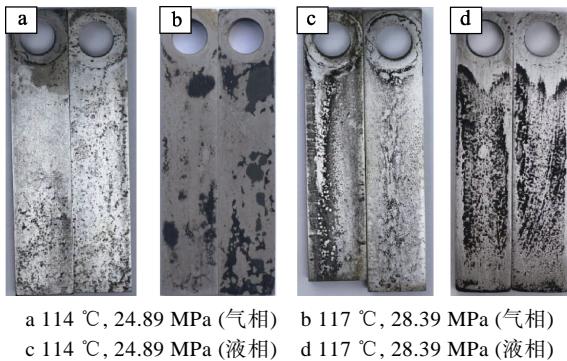


图2 不同工况条件下3Cr气相试样去除腐蚀产物后宏观形貌

Fig.2 Macromorphology of 3Cr gas phase sample after removal of corrosion products under different working conditions

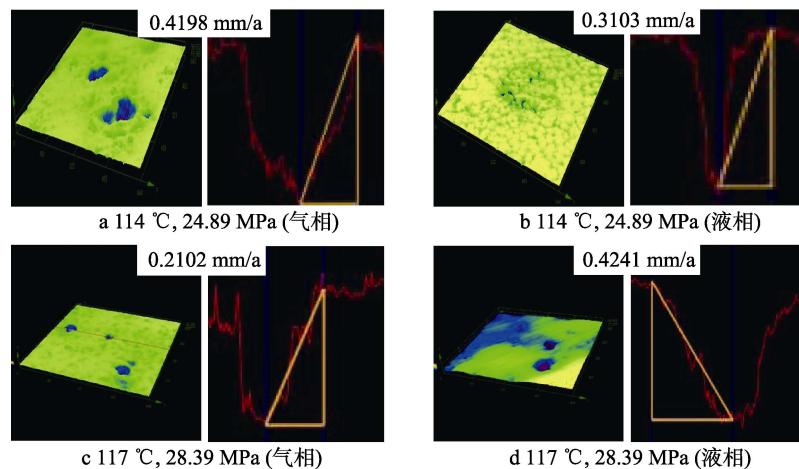


图3 3Cr试样点蚀微观形貌激光共聚焦显微镜照片

Fig.3 Laser scanning confocal microscope photograph of pitting corrosion microstructure of 3Cr sample: a) 114 °C, 24.89 MPa, gas phase; b) 114 °C, 24.89 MPa, liquid phase; c) 117 °C, 28.39 MPa, gas phase; d) 117 °C, 28.39 MPa, liquid phase

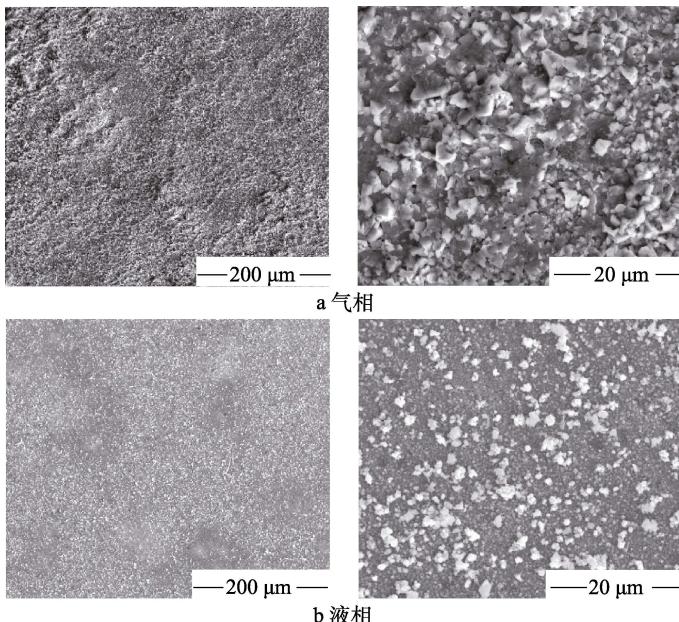


图4 117 °C, 28.39 MPa CO<sub>2</sub>分压条件下3Cr试样腐蚀产物微观形貌照片

Fig.4 Microscopic morphology photo of corrosion products of 3Cr sample under the condition of 117 °C, 28.39 MPa CO<sub>2</sub> partial pressure: a) gas phase; b) liquid phase

不同工况条件下，3Cr在气液两相中腐蚀产物的微观形貌如图4所示。气相和液相环境中，腐蚀产物均较为致密地分布在试样表面。气相环境中的腐蚀产物的颗粒尺寸较大，更为致密，腐蚀产物对基体的保护效果更佳，与均匀腐蚀速率的结果较为一致。能谱分析结果如图5所示，腐蚀产物的元素主要有Fe、C、O三种。通过XRD分析（如图6所示）可知，腐蚀产物为FeCO<sub>3</sub>。

## 2.2 13Cr材质腐蚀试验

13Cr均匀腐蚀质量损失和点腐蚀结果如图7所示。结果表明，13Cr在两种工况条件下气相及液相中的腐蚀速率均较低，为轻度腐蚀。在回注工况下，

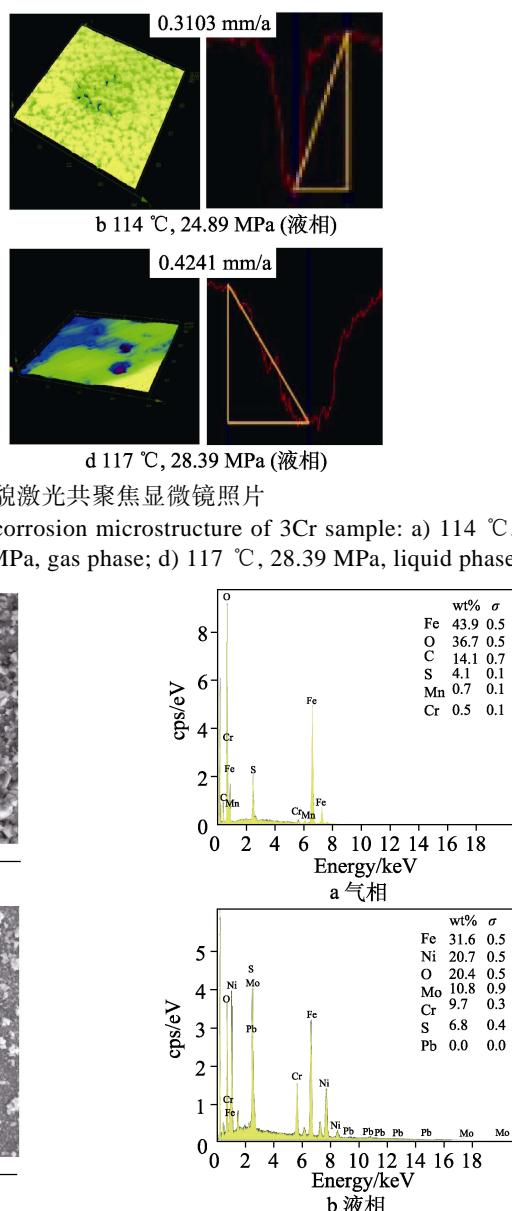


图5 117 °C, 28.39 MPa CO<sub>2</sub>条件下3Cr试样腐蚀产物元素分析

Fig.5 Elemental analysis of corrosion products of 3Cr sample under the condition of 117 °C, 28.39 MPa CO<sub>2</sub>: a) gas phase; b) liquid phase

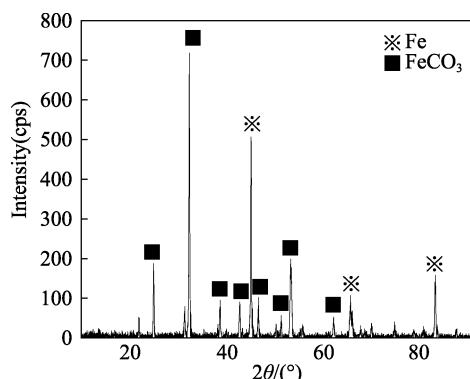


图 6 117 °C, 28.39 MPa CO<sub>2</sub>条件下 3Cr 液相试样腐蚀产物 XRD 分析

Fig.6 XRD analysis of corrosion products of 3Cr liquid phase samples under the condition of 117 °C, 28.39 MPa CO<sub>2</sub>

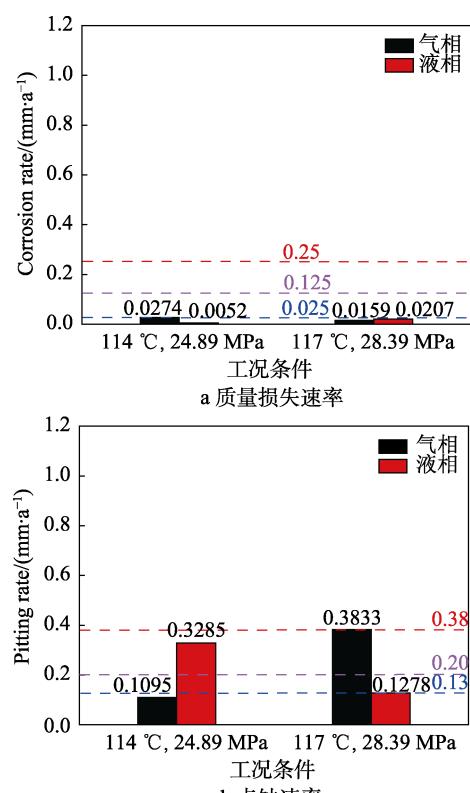


图 7 不同工况条件下 13Cr 均匀腐蚀质量损失速率和点蚀速率

Fig.7 13Cr (a) corrosion weight loss rate and (b) pitting corrosion rate under different working conditions

表 3 不同工况条件下超级 13Cr 均匀腐蚀质量损失速率和点蚀速率  
Tab.3 Super 13Cr corrosion weight loss rate and pitting corrosion rate under different working conditions

General corrosion rate/(mm·a⁻¹)				Pitting corrosion rate/(mm·a⁻¹)			
114 °C, 24.89 MPa	117 °C, 28.39 MPa	Gas phase	Liquid phase	114 °C, 24.89 MPa	117 °C, 28.39 MPa	Gas phase	Liquid phase
0.0113	0.0050	0.0019	0.0054	—	—	—	—

表 4 不同工况条件下 22Cr 均匀腐蚀质量损失速率和点蚀速率  
Tab.4 22Cr corrosion weight loss rate and pitting corrosion rate under different working conditions

General corrosion rate/(mm·a⁻¹)				Pitting corrosion rate/(mm·a⁻¹)			
114 °C, 24.89 MPa	117 °C, 28.39 MPa	Gas phase	Liquid phase	114 °C, 24.89 MPa	117 °C, 28.39 MPa	Gas phase	Liquid phase
0.00005	0.00002	0.00003	0.0011	—	—	—	—

试样液相及气相中均出现点蚀，点蚀速率最高可达 0.38 mm/a。13Cr 的腐蚀产物很薄，且覆盖不均匀。去除腐蚀产物后，试样表面未观察到局部腐蚀。

不同工况条件下，13Cr 在气液两相中去除腐蚀产物后的点蚀形貌分析如图 8 所示。可以看出，气相和液相环境中，试样表面均存在点蚀坑。这是由于 13Cr 不锈钢的表面钝化膜存在杂质和缺陷等，当 Cl<sup>-</sup>在这些位置聚集时，使表面的产物膜产生局部破坏从而导致点蚀的发生<sup>[23]</sup>。腐蚀产物分析表明，主要元素有 Fe、C、O、Cr、Ni 等元素，主要腐蚀产物为 FeCO<sub>3</sub>。

### 2.3 超级 13Cr 材质腐蚀试验

均匀腐蚀速率和点蚀速率结果见表 3，S13Cr 在三种工况气相及液相中腐蚀速率较低，为轻度腐蚀。S13Cr 在三种工况下均无点蚀。在气相和液相环境下，超级 13Cr 的腐蚀产物极少，且覆盖不均匀。去除腐蚀产物后，试样表面未观察到局部腐蚀和点蚀，元素分析和 XRD 分析均为超级 13Cr 基体。

### 2.4 22Cr 材质腐蚀试验

22Cr 均匀腐蚀速率和点蚀速率结果见表 4，22Cr 在三种工况气相及液相中腐蚀速率低，为轻度腐蚀。22Cr 在三种工况下均无点蚀。在气相和液相环境下，22Cr 试样表面的腐蚀产物极少。去除腐蚀产物后，试样表面未观察到局部腐蚀和点蚀。元素分析和 XRD 分析均为 22Cr 基体。

## 3 结论

1) CO<sub>2</sub>分压为 24.89 MPa、地层温度为 117 °C、地层水 Cl<sup>-</sup>质量浓度为 20 000 mg/L 条件下，回注气层和水层均推荐选用超级 13Cr 为回注井管材。

2) 对 CO<sub>2</sub>回注深井，回注水层条件下的腐蚀速率大于回注气层腐蚀速率，因此应尽量选取气层回注。

3) 114~117 °C条件下，13Cr 及以上管材的主要腐蚀形式为点蚀，因此应重点评价点蚀速率。

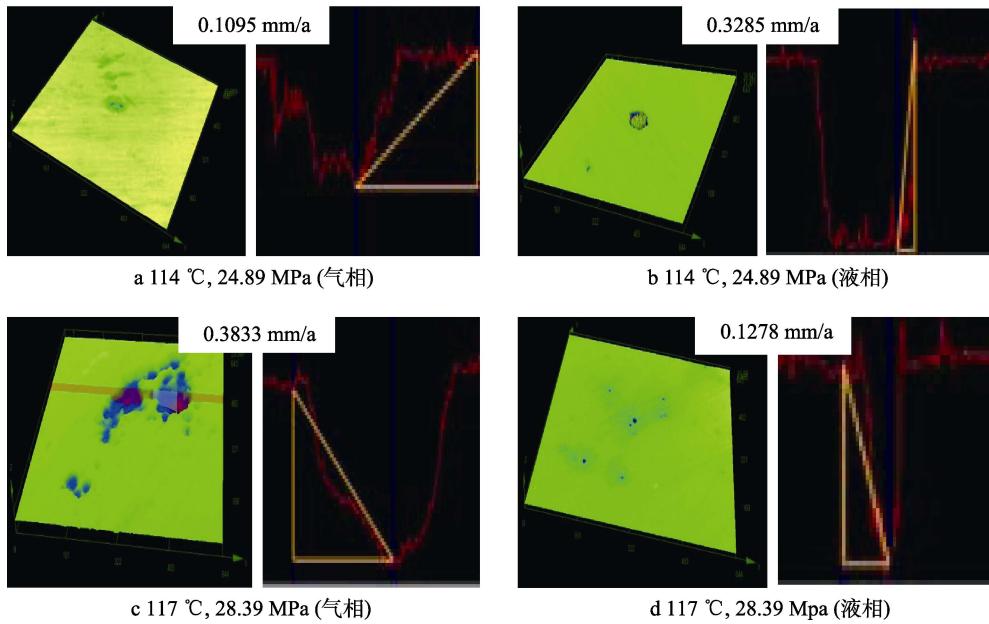


图 8 13Cr 试样点蚀微观形貌激光共聚焦显微镜照片

Fig.8 Laser scanning confocal microscope photograph of pitting corrosion microstructure of 13Cr sample : a) 114 °C, 24.89 MPa, gas phase; b) 114 °C, 24.89 MPa, liquid phase; c) 117 °C, 28.39 MPa, gas phase; d) 117 °C, 28.39 MPa, liquid phase

## 参考文献:

- [1] 秦大河, 陈振林, 罗勇, 等. 气候变化科学的最新认知[J]. 气候变化研究进展, 2007(2): 63-73.  
QIN Da-he, CHEN Zhen-lin, LUO Yong, et al. Updated understanding of climate change sciences[J]. Climate change research, 2007, 3(2): 63-73.
- [2] 刘晓丽, 窦莉, 孙涛, 等. CO<sub>2</sub> 浓度和气候变暖对昆虫的影响[J]. 淮北师范大学学报(自然科学版), 2019, 40(4): 49-53.  
LIU Xiao-li, DOU Li, SUN Tao, et al. Effect of CO<sub>2</sub> concentration changing and climate warming on insects[J]. Journal of Huaibei Normal University (natural science), 2019, 40(4): 49-53.
- [3] 陈诗一. 能源消耗、二氧化碳排放与中国工业的可持续发展[J]. 经济研究, 2009, 44(4): 41-55.  
Chen Shi-yi. Energy consumption, CO<sub>2</sub> emission and sustainable development in Chinese industry[J]. Economic research journal, 2009, 44(4): 41-55.
- [4] 颜开, 向勇, 陈晓玲. CO<sub>2</sub> 海洋封存系统管道腐蚀特性研究进展[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2019, 31(6): 672-680.  
YAN Kai, XIANG Yong, CHEN Xiao-ling. Investigation on corrosion characteristics of pipeline in CO<sub>2</sub> ocean storage system[J]. Corrosion science and protection technology, 2019, 31(6): 672-680.
- [5] JUSSI S, PETTERI P, TERO T, et al. High-efficiency bioenergy carbon capture integrating chemical looping combustion with oxygen uncoupling and a large cogeneration plant[J]. Energies, 2020, 13(12): 3075.
- [6] ELIZABETH R A, CAMILO A F, FRANCISCO C M, et al. Biomass-derived carbon molecular sieves applied to an

enhanced carbon capture and storage process (e-CCS) for flue gas streams in shallow reservoirs[J]. Nanomaterials, 2020, 10(5): 1-19.

- [7] CRISTINA A, KARIN T, ANNE S, et al. Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage techno-environmental analysis[J]. Sustainable energy & fuels, 2020, 4(6): 2967-2986.
- [8] 韩学义. 电力行业二氧化碳捕集、利用与封存现状与展望[J]. 中国资源综合利用, 2020, 38(2): 110-117.  
HAN Xue-yi. Current situation and prospect of carbon dioxide capture, utilization and storage in electric power industry[J]. China resources comprehensive utilization , 2020, 38(2): 110-117.
- [9] MANUELE G, EMANUELE M, DANIELE D B, et al. Preliminary performance and cost evaluation of four alternative technologies for post-combustion CO<sub>2</sub> capture in natural gas-fired power plants[J]. Energies, 2020, 13(3): 543.
- [10] AHMED R, LIU G J, YOUSAF B, et al. Recent advances in carbon-based renewable adsorbent for selective carbon dioxide capture and separation—A review[J]. Journal of cleaner production, 2020, 242: 118409.
- [11] 白宏山, 赵东亚, 田群宏, 等. CO<sub>2</sub> 捕集、运输、驱油与封存全流程随机优化[J]. 化工进展, 2019, 38(11): 4911-4920.  
BAI Hong-shan, ZHAO Dong-ya, TIAN Hong-qun, et al. Advances in production of chemicals such as light oilfins from heavy oil[J]. Chemical industry and engineering progress, 2019, 38(11): 4911-4920.
- [12] 孙洋洋, 郭雪飞, 丁一, 等. 二氧化碳海上封存与驱油方案的研究及经济性分析[J]. 现代化工, 2019, 39(S1): 21-24.

- SUN Yang-zhou, GUO Xue-fei, DING Yi, et al. Research and economic analysis of CO<sub>2</sub> offshore storage and eor schemes[J]. Modern chemical industry, 2019, 39(S1): 21-24.
- [13] 张冰, 梁凯强, 王维波, 等. 鄂尔多斯盆地深部咸水层 CO<sub>2</sub> 有效地质封存潜力评价[J]. 非常规油气, 2019, 6(3): 15-20.
- ZHANG Bing, LIANG Kai-qiang, WA Wei-bo, et al. Evaluation of effective CO<sub>2</sub> geological sequestration potential of deep saline aquifer in ordos basin[J]. Unconventional oil & gas, 2019, 6(3): 15-20.
- [14] 王晓桥, 马登龙, 夏锋社, 等. 封储二氧化碳泄漏监测技术的研究进展[J]. 安全与环境工程, 2020, 27(2): 23-34.
- WANG Xiao-qiao, MA Deng-long, XIA Feng-she, et al. Research progress on leakage monitoring technology for CO<sub>2</sub> storage[J]. Safety and environmental engineering, 2020, 27(2): 23-34.
- [15] 隋志成, 任军平, 赵卫东, 等. 新疆油气行业碳捕集、利用与封存技术发展路线分析[J]. 能源与环保, 2020, 42(2): 75-79.
- SUI Zhi-cheng, REN Jun-ping, ZHAO Wei-dong, et al. Analysis on development route of carbon capture, utilization and storage technology in xinjiang oil and gas industry[J]. China energy and environmental protection, 2020, 42(2): 75-79.
- [16] 张磊. 超临界 CO<sub>2</sub> 条件下温度对 5 种典型钢腐蚀行为的影响[J]. 油气储运, 2020, 39(9): 1031-1036.
- ZHANG-Lei. Influence of temperature on 5 typical steel corrosion behavior under supercritical CO<sub>2</sub> condition[J]. Oil & gas storage and transportation, 2020, 39(9): 1031-1036.
- [17] 李岩岩, 刘丹, 朱光宇, 等. 超临界 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> environment[J]. Surface technology, 2020, 49(3): 35-41
- [18] 管树尧, 贺扬, 段改庄, 等. Cr 含量对油气管道 37Mn5 钢在模拟 CO<sub>2</sub> 溶液中腐蚀行为的影响[J]. 材料保护, 2020, 53(7): 74-77.
- ZAN Shu-yao, HE Yang, DUAN Gai-zhuang, et al. Influence of Cr content on corrosion behavior of oil -gas pipeline 37Mn5 steel in simulated CO<sub>2</sub> solution[J]. Material protection, 2020, 53(7): 74-77.
- [19] AMIR S, RICHARD B, YONG H, et al. Performance evaluation of an imidazoline corrosion inhibitor in a CO<sub>2</sub>-saturated environment with emphasis on localised corrosion[J]. Corrosion science, 2020, 176: 108916.
- [20] JASON D L, KYLE A GI, JOHN A H, et al. Corrosion and failure assessment for CO<sub>2</sub> EOR and associated storage in the weyburn field[J]. Energy procedia, 2017, 114: 5173-5181.
- [21] AKAND W I, ALEXANDER Y S. Corrosion model of CO<sub>2</sub> injection based on non-isothermal wellbore hydraulics[J]. International journal of greenhouse gas control, 2016, (54) 219-227.
- [22] 冯桓楷, 邢希金, 谷林, 等. 高温高压高含硫气井 T95 技术套管腐蚀实验研究[J]. 表面技术, 2018, 47(12): 21-29.
- FENG Huan-zhi, XING Xi-jing, GU-Lin, et al. Corrosion behavior of T95 casing in high temperature, high pressure and high H<sub>2</sub>S condition[J]. Surface technology, 2018, 47(12): 21-29.
- [23] 牛坤, 赵国仙, 张国超, 等. 高温高压环境下 13Cr 不锈钢的腐蚀性能[J]. 腐蚀与防护, 2012, 33(5): 407-410.
- NIU Kun, ZHAO Guo-xian, ZHANG Guo-chao, et al. Corrosion performance of 13Cr stainless steel in high temperature and high pressure environments[J]. Corrosion & protection, 2012, 33(5): 407-410.
- [24] NACE RP 0775, Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations[S].