

老气田CCUS-EGR井筒水泥环腐蚀机理实验研究

盛夏, 李航宇, 夏俊怡

重庆科技大学安全科学与工程学院, 重庆

收稿日期: 2025年9月30日; 录用日期: 2025年11月4日; 发布日期: 2025年11月14日

摘要

本文针对碳捕集、利用与封存(CCUS)工程中井筒水泥环在酸性环境下的腐蚀问题, 开展了模拟CCUS井实际工况下水泥腐蚀实验研究。实验深度还原井下高温高压环境(150℃、75 MPa), 在含12% CO₂和5 ppm H₂S的酸性环境中对水泥石进行为期一个月的腐蚀实验。系统分析CO₂、H₂S联合腐蚀作用下水泥石渗透率、腐蚀深度、微观形貌、物相组成及抗压强度等参数发展规律, 结果表明: 腐蚀后水泥石渗透率由0.125 md降低至0.0643 md; 平均腐蚀深度为5.70 mm; 微观结构显示腐蚀区域碳酸钙含量显著增加, 并未检出硫化物; 抗压强度由38.5 MPa降至21.0 MPa。研究结果为CCUS井水泥环完整性评价提供了实验依据。

关键词

CCUS, EGR, 水泥环, 腐蚀, CO₂, H₂S

Experimental Study on the Corrosion Mechanism of Cement Sheath in Wellbores of Old Gas Fields with CCUS-EGR

Xia Sheng, Hangyu Li, Junyi Xia

School of Safety Science and Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: September 30, 2025; accepted: November 4, 2025; published: November 14, 2025

Abstract

Aiming at the corrosion problem of wellbore cement sheaths in acidic environments within Carbon

Capture, Utilization and Storage (CCUS) projects, this paper conducted an experimental study on cement corrosion by simulating the actual downhole conditions of CCUS wells. The experiment replicated the high-temperature and high-pressure downhole environment (150°C, 75 MPa), and cement specimens were subjected to a one-month corrosion test in an acidic environment containing 12% CO₂ and 5 ppm H₂S. A systematic analysis was performed on the development patterns of parameters such as permeability, corrosion depth, microscopic morphology, phase composition, and compressive strength of the cement under the combined corrosive effects of CO₂ and H₂S. The results indicate that after corrosion, the permeability of the cement decreased from 0.125 md to 0.0643 md; the average corrosion depth was 5.70 mm; microstructural analysis showed a significant increase in calcium carbonate content in the corroded area, with no sulfides detected; and the compressive strength dropped from 38.5 MPa to 21.0 MPa. The findings of this study provide an experimental basis for the integrity evaluation of cement sheaths in CCUS wells.

Keywords

CCUS, EGR, Cement Sheath, Corrosion, CO₂, H₂S

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

随着全球工业的快速发展,化石能源消耗持续增长,导致大量二氧化碳排放至大气中,加剧了温室效应。碳捕集、利用与封存(CCUS)技术作为减缓气候变化的重要手段,其安全性与长期可靠性备受关注[1][2]。特别是在我国川渝地区,天然气田经过多年开采,多数形成老气田甚至枯竭气田,多以空置废弃为主要处理方式。充分发挥老气田的气体封存天然优势,利用现有老气田开展 CO₂ 地质封存与利用(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)、提高枯竭气藏采收率(Enhanced Gas Recovery, EGR)具有十分重要的意义。

在 CCUS 注采井中,水泥环作为保障井筒完整性的关键屏障,长期处于高温高压及酸性介质(如 CO₂、H₂S)环境中,易发生化学腐蚀,导致其力学性能和密封性能下降,进而引发井筒泄漏风险[3]。张强等人[4]系统总结了 CO₂ 和 H₂S 在高温高压下的协同腐蚀机制,指出 H₂S 的存在会破坏 CO₂ 腐蚀生成的致密 CaCO₃ 保护层,并参与反应生成膨胀性硫酸盐等产物,这种耦合作用显著加速了水泥石的腐蚀深度和劣化进程。刘伟等人[5]通过模拟高温高压(120°C, 30 MPa)环境,研究了 CO₂/H₂S 共存对 G 级油井水泥的腐蚀,结果表明:腐蚀产物以方解石型和球霏石型 CaCO₃ 为主,并伴有非晶态硫化物,协同腐蚀导致水泥石结构疏松,抗压强度显著下降。赵东升等人[6]通过对比单一 CO₂ 和 CO₂/H₂S 混合环境的腐蚀实验发现,微量 H₂S(10ppm)即可显著增强 CO₂ 的腐蚀性,机理分析表明 H₂S 降低了溶液 pH 值,并形成了具有传输通道作用的腐蚀产物层。孙福街等人[7]详细探讨了在超临界 CO₂ 腐蚀实验中,温度、压力、CO₂ 分压、养护时间等关键参数对实验结果的影响,强调了精确控制实验条件对获得可靠数据的重要性。Laudet 等人[8]通过实验研究了 90°C 下纯 G 级水泥和 140°C 下含有 35% 硅粉的 G 级水泥在 CO₂ 环境中的腐蚀行为及腐蚀。研究发现,腐蚀后水泥环结构可分为表面多孔区、碳化区和未碳化区。在 90°C 纯 G 级水泥中,碳化区前沿随暴露时间的平方根线性推进;而在 140°C 含硅粉水泥中,碳化前沿则随暴露时间呈线性增长。溶液钙离子浓度分析显示,碳化过程主要生成 CaCO₃ 沉淀,说明二氧化碳通过水泥基体泄漏的可能性较低。LinB 等人[9]则重点关注了超临界 CO₂ 环境对水泥石宏观力学性能及微观结构的演化规律。实验

结果表明,在超临界 CO_2 中养护 20 天后,水泥石中的氢氧化钙含量显著减少,其微观形貌转变为表面存在凹坑、相互连接的长条状晶体,导致材料孔隙度与渗透率增大。同时,无定形硅胶的生成进一步削弱了水泥石的抗压强度。更为严峻的是,在液相 CO_2 环境中,相同养护周期后氢氧化钙已完全被消耗,微观结构呈现为互不连接的长方形六棱状晶体,致使孔隙度与渗透率进一步升高,抗压强度劣化更为严重。研究还证实,温度升高会显著加剧上述所有退化效应。

目前,关于水泥材料在酸性环境下的腐蚀行为已有部分研究,但多数聚焦于油井水泥腐蚀研究[10]-[14],在超临界 CO_2 与 H_2S 共存的高温高压环境下,对老气田 CCUS-EGR 井筒水泥环的腐蚀研究较少。为此,本文通过模拟实际工况,开展水泥石在 CO_2 和 H_2S 混合气体中的腐蚀实验,系统研究其渗透率、腐蚀深度、微观结构、物相组成和抗压强度的变化规律,以期 CCUS-EGR 井筒水泥环的设计与耐久性评估提供参考。

2. 实验

2.1. 材料

实验材料采用西南某 CCUS 井现场水泥,其化学配比为 100%G 级水泥 + 22%硅粉 + 3.5%防气窜剂 + 2.5%降失水剂 + 0.7%缓凝剂 + 0.3%分散剂。本实验按照标准 GB/T19139-2012《油井水泥试验方法》配制水泥浆,然后在高温高压釜中养护一定时间形成水泥石,再将水泥石制成直径 2.5 cm、高度 2.5 cm 的圆柱体试样,以供后续水泥石腐蚀实验使用。测得未腐蚀水泥石样品的初始渗透率为 0.125 md,初始抗压强度为 38.5 MPa,为后续腐蚀性能对比提供基准。

2.2. 方法

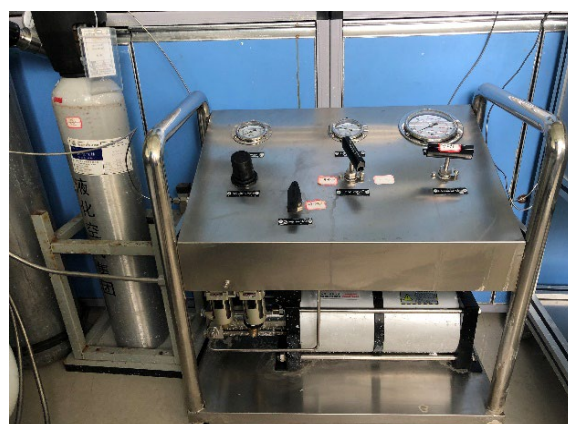
在 CO_2 和 H_2S 环境下的腐蚀实验方法为:为模拟现场腐蚀环境先将水泥石置于高温高压釜中养护一段时间(24 小时),然后再注入特定比例的 CO_2 和 H_2S 混合标准气,在酸性环境下持续腐蚀实验 1 个月,腐蚀过程中向反应釜内持续通入腐蚀气体,以维持釜内腐蚀气体分压。

对比分析水泥腐蚀前后相关性能参数变化,具体包括渗透率、腐蚀侵入深度、水泥石微观形貌、抗压强度等。

根据实验要求,从气瓶向增压泵中注入气体,增压泵对气体进行增压并将升压后的气体注入反应釜,调节釜内温度,确保釜体中气体分压及温度达到实验所要求的条件:(12% CO_2 、5 ppm H_2S 、温度 150℃、压力 75 MPa),待水泥养护至目标时长后,取出试样分析其物理化学性能。图 1 为实验装置实物图,该装置组成主要包括高温高压反应釜、温度控制系统、增压系统等。



(a)



(b)



(c)

Figure 1. Physical drawing of the ultra-high temperature reaction kettle device. (a) Reaction device, (b) Booster pump; (c) Reaction kettle

图 1. 超高温反应釜装置实物图。(a) 反应装置；(b) 增压泵；(c) 反应釜

3. 结果与讨论

3.1. 渗透率测试

采用稳态法测定腐蚀后的岩心渗透率，所用仪器为 TC-200 型脉冲孔渗联测仪。首先用游标卡尺测量腐蚀后的水泥石试样直径和长度记录备用，将试样放入岩心夹持器中，固定好夹持器两端堵头密封，在软件上输入试样的几何参数。调整环压至 2 MPa 左右后，打开进口压阀，用 N₂ 进行驱替，开始测定渗透率，取 5 个不同进口压值及其对应结果进行线性拟合。

Table 1. Steady-state permeability of core samples
表 1. 试样岩心稳态法渗透率

序号	入口压力(MPa)	出口压力(MPa)	平均压力的倒数	稳态法渗透率(md)
1	0.094	-0.005	3.436426	0.10224
2	0.156	-0.005	2.832861	0.09623
3	0.240	-0.005	2.288329	0.09079
4	0.340	-0.005	1.862197	0.08582
5	0.470	-0.005	1.499250	0.08004

在不同进口压力下测量多组气体流量和岩心两端的压差，计算出每一组数据对应的平均压力和渗透率(表 1)，以平均压力的倒数为横坐标，渗透率为纵坐标，将数据点绘制在图上并进行线性回归，将拟合得到的直线反向延长至纵坐标轴(即平均压力的倒数为 0 的位置，相当于平均压力无穷大)，此截距对应的渗透率值为消除了滑脱效应的绝对渗透率。由图 2 拟合结果可知：该试样岩心腐蚀后渗透率为 0.0643 md，相较于初始渗透率(0.125 md)下降了约 48.6%。

3.2. 抗压强度测试

利用压力测试机对腐蚀后的水泥石试样进行抗压强度测试，首先将水泥试样放置到压力测试机基座，

对水泥试样以(2400 N/s±200 N/s)的速率均匀加载直至其破坏。记录测试过程中的最大压力值，水泥石抗压强度为最大压力值与试样受压面积的比值。强度测试后试样宏观形貌如表 2(b)所示，可见试样出现了明显破坏，但因腐蚀形貌分析和化学组成分析测试需要，水泥石试样被进一步竖向劈开成扇形的半柱状体，如表 2(a)所示。

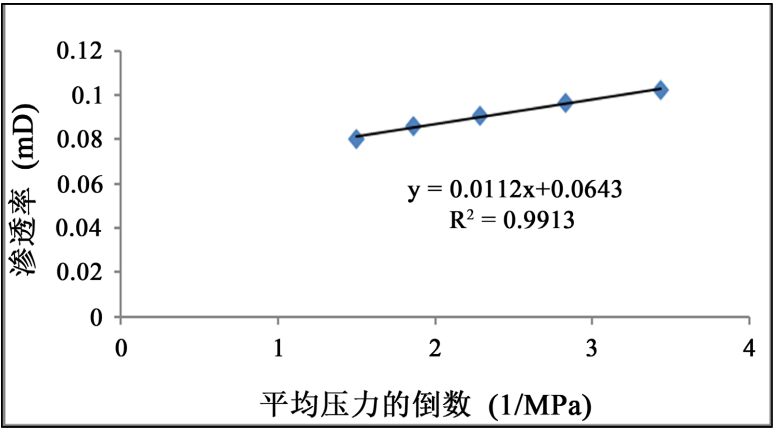


Figure 2. Fitting results of sample steady-state permeability
图 2. 试样稳态法渗透率拟合结果

Table 2. Cement specimen samples and experimental phenomena
表 2. 水泥石试样及实验现象

	形貌	试样外形
水泥石试样	 (a)	岩芯试样为残缺圆柱体，外表为深灰色，内部为浅灰色，有明显颗粒和分层现象。
实验结果	 (b)	试样开裂，有少量岩芯呈粉末状掉落。

表 3 记录了该水泥试样测试过程中的最大应力与最大应变值，在测试加载前期随着应变的增长，试样应力增加缓慢，当应变增长到 0.01 之后，试样应力迅速增加，在应变达到 0.033 时，试样应力水平达到峰值，约为 21.0 MPa，之后应力迅速下降，试样产生明显破坏，测试过程中出现的最大应力值 21.0 MPa 即为试样的抗压强度，可见其值相较初始抗压强度(38.5 MPa)下降了 45.5%。

Table 3. Core strength table
表 3. 岩心强度表

试样编号	水泥试样最大应力/MPa	水泥试样最大应变
试样	21.0	0.03272

3.3. 腐蚀深度测试

通过对腐蚀后的岩心表面观察(见图 3)，可看到岩心表面出现白色晶状颗粒状物质，但颗粒物附着程度不一。为进一步观察腐蚀状况，对岩心沿截面切割后进行酚酞染色实验，实验结果如图 4 所示。

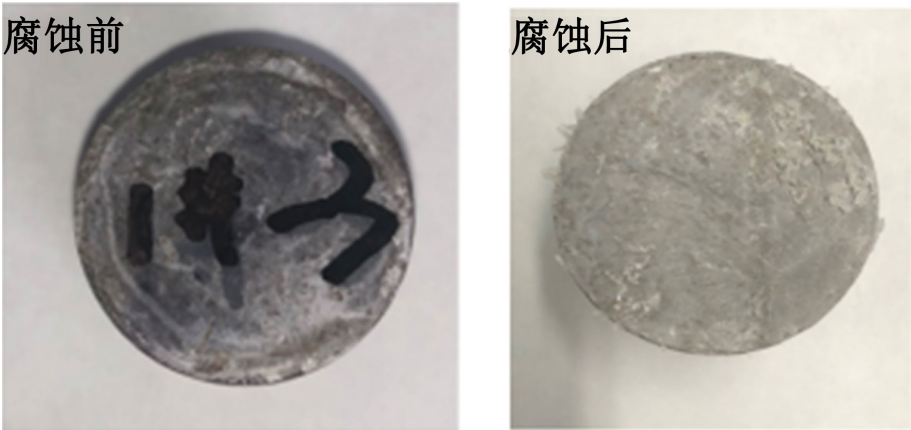


Figure 3. Comparison of core samples before and after corrosion
图 3. 试样岩心腐蚀前后对比图

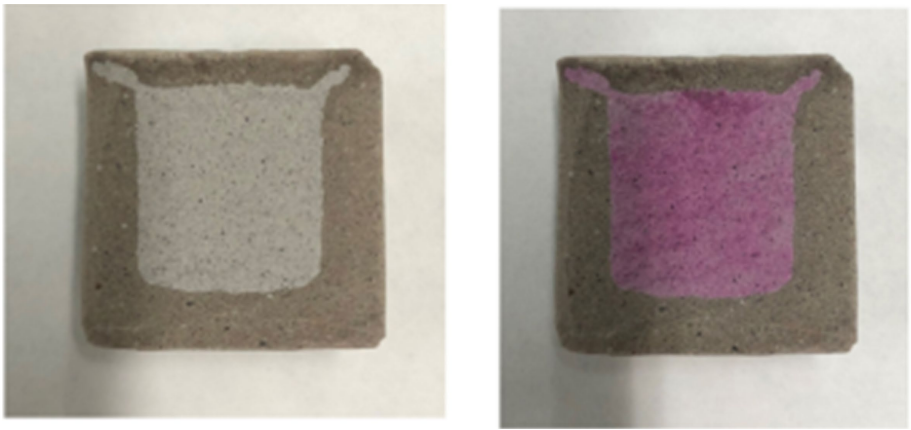


Figure 4. Effect chart of phenolphthalein solution dropping after cutting open the corroded sample
图 4. 腐蚀后切开酚酞试液滴加效果图

岩心剖开后发现，岩心中间部位与边缘出现明显分层。滴加酚酞后可观察到试样岩心截面与边缘部

分出现色差，红色部分证明岩心未出现腐蚀，而未色变部分则已被腐蚀，这表明了边缘腐蚀更严重，直接反映了腐蚀由表及里的扩散控制机制。利用 Photoshop 对腐蚀深度进行测定，在截面照片上选取等分的 8 个点，如图 5 所示，测定每个点处的腐蚀深度，按照比例换算出实际的腐蚀深度，最后将 8 个点处腐蚀深度的平均值作为水泥石平均腐蚀深度，经计算得出平均腐蚀深度为 5.7 mm，如表 4 所示。

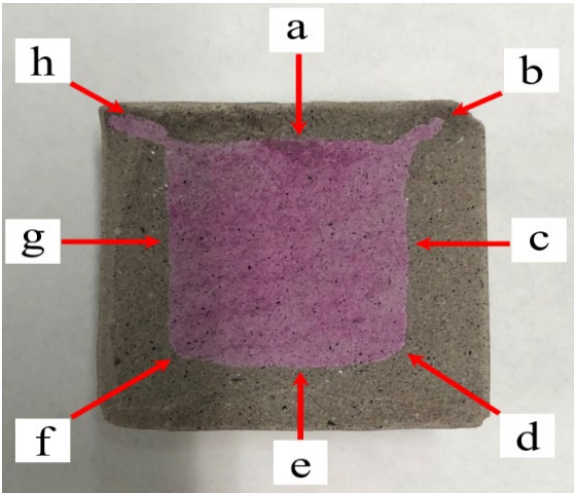


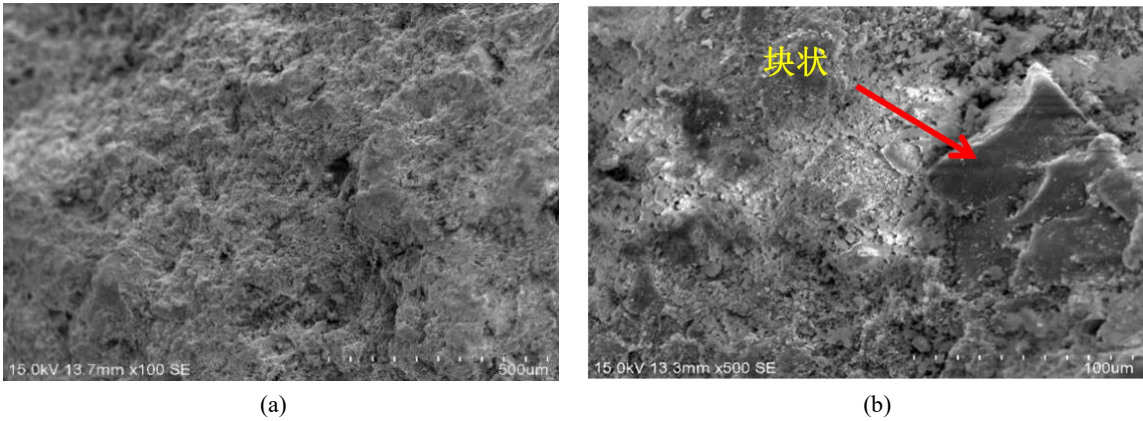
Figure 5. Cross-section of corroded cement specimen
图 5. 腐蚀后水泥石截面

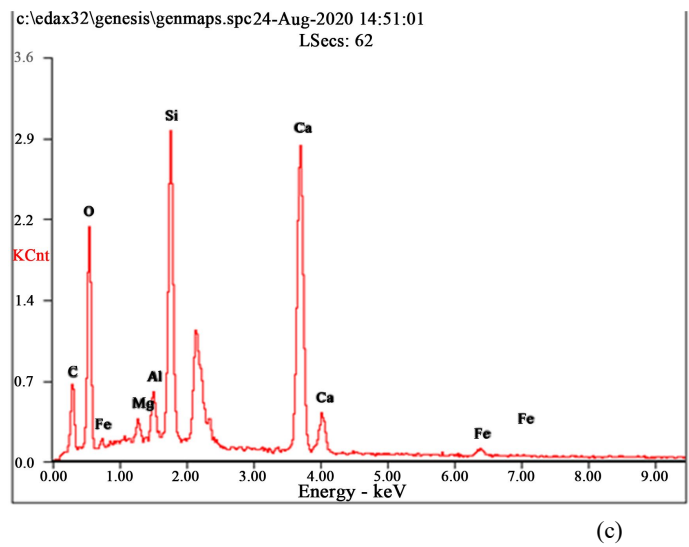
Table 4. Statistics of different point locations and average corrosion depth of corroded cement specimen
表 4. 腐蚀后水泥石不同点位以及平均腐蚀深度统计

不同点位腐蚀深度(mm)								平均腐蚀深度(mm)
a	b	c	d	e	f	g	h	
3.10	4.80	5.60	8.60	5.20	7.30	4.90	6.10	5.70

3.4. 腐蚀形貌分析

采用日立 S-3700N 扫描电镜和 EDS 对岩样进行了微观结构和组成分析。图 6 为试样未腐蚀区形貌和元素分析图。由图 6 可看出，致密水泥石内部存在颗粒(图 6(a))，颗粒呈块状(图 6(b))。当采用 EDS 分析水泥石成分发现，水泥石主要含 C、O、Si 和 Ca。

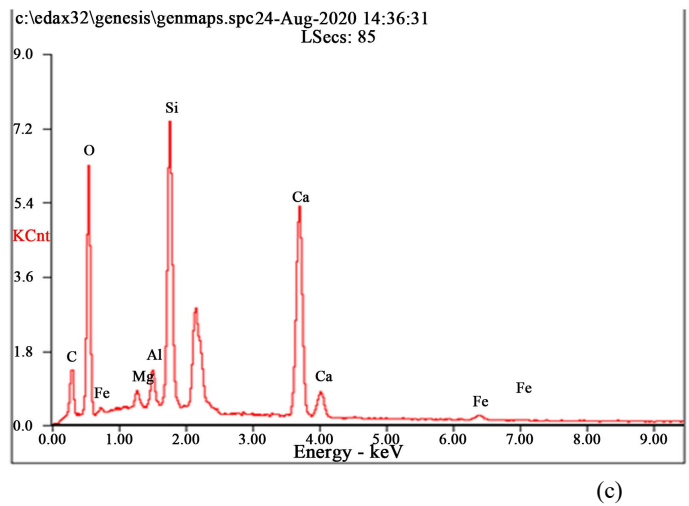
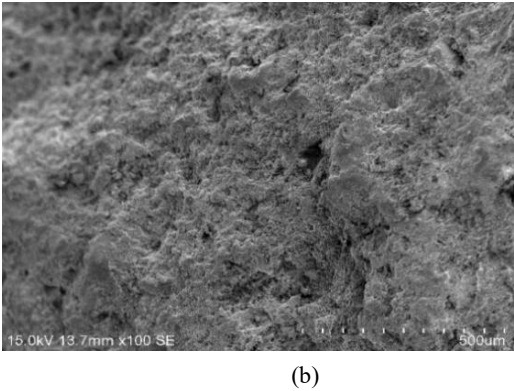
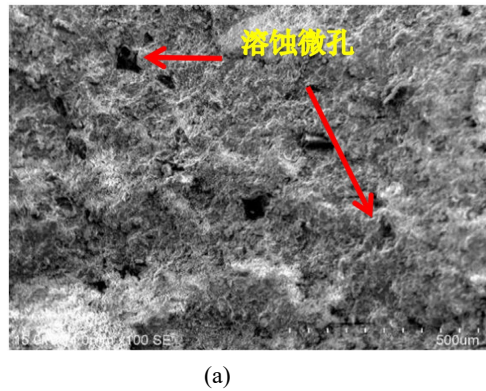




Element	Wt%	At%
CK	10.07	18.88
OK	31.00	43.65
MgK	01.02	00.94
AlK	02.34	01.95
SiK	16.10	12.92
CaK	36.11	20.30
FeK	03.36	01.35
Matrix	Correction	ZAF

Figure 6. Morphology of uncorroded area of the sample
图 6. 试样未腐蚀区域形貌

图 7 为试样腐蚀区形貌和元素分析图。由图 7(a)可看出，水泥石内部存在明显的颗粒、溶蚀微孔，颗粒呈块状(图 7(b))。当采用 EDS 分析水泥石成分发现，水泥石主要含 C、O、Si 和 Ca。当对图 7(b)中的颗粒分析发现，颗粒主要含 C、O、Si、S、Ca，其中 C 含量高。



Element	Wt%	At%
CK	09.64	17.29
OK	36.44	49.10
MgK	01.08	00.96
AlK	02.16	01.73
SiK	17.93	13.76
CaK	29.75	16.00
FeK	03.00	01.16
Matrix	Correction	ZAF

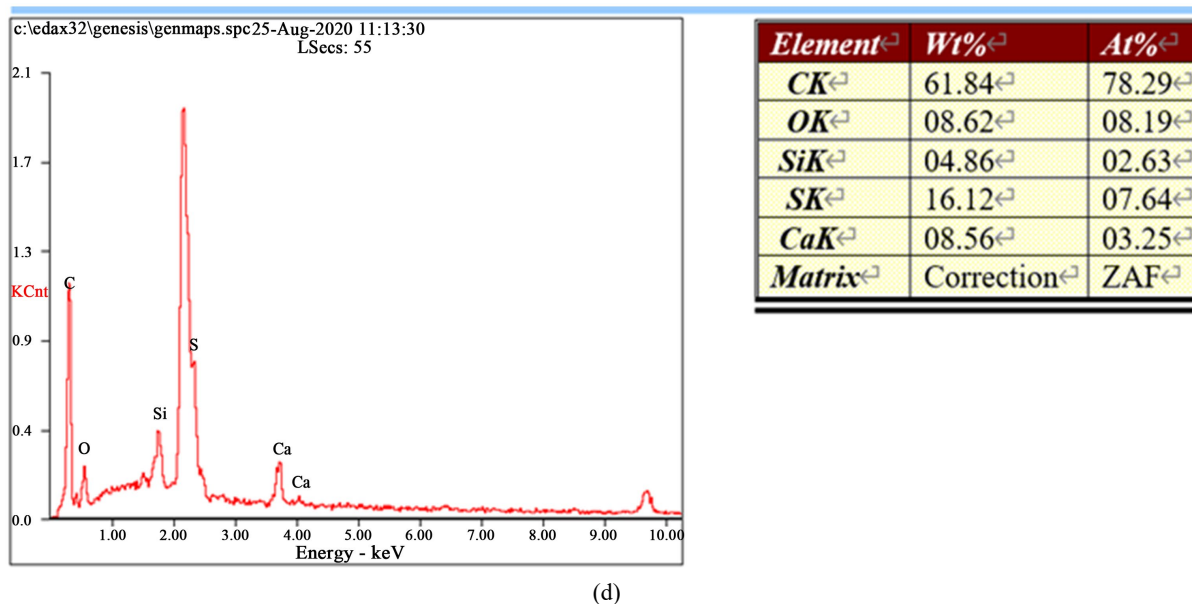


Figure 7. Morphology of corroded area of the sample

图 7. 试样腐蚀区域形貌

3.5. 化学组成分析

利用 DX2700X 射线衍射仪对岩样的腐蚀区域和未腐蚀区域进行了衍射分析, 样品经过剥离, 并研磨成粉末进行测试, 测试参数: 连续扫描, 管电压 35 KV, 管电流 25 mA, 扫描角度 10° ~ 100° , 扫描速度 $0.06^{\circ}/s$ 。

从图 8、图 9 及表 5 可以看出, 无论是腐蚀区域还是未腐蚀区域, 其组成物相主要大多为碳酸钙(含不同晶型)及二氧化硅(含不同晶型), 或者是硅酸钙, 其中可以明显发现水泥试样经过腐蚀后碳酸钙含量明显增加。在样品中没有检测出硫化物是因为水泥石中硫化物含量低。

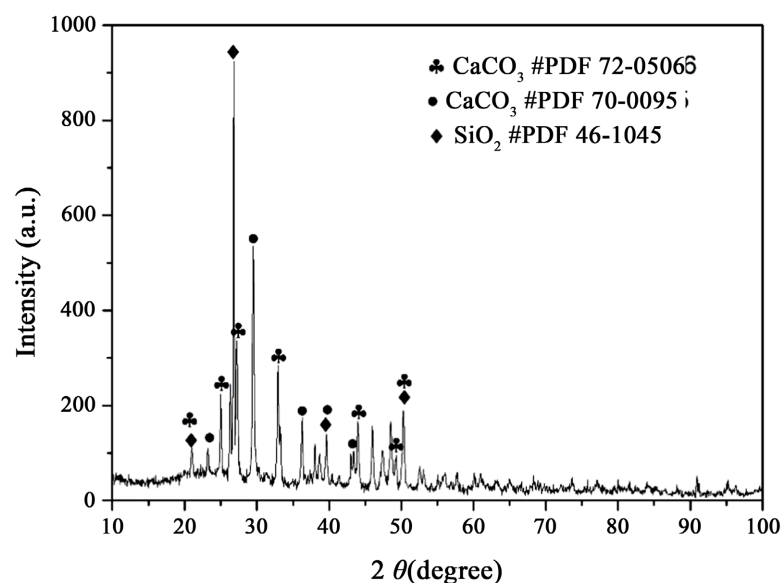


Figure 8. Diffraction pattern of the corroded area of the sample

图 8. 试样腐蚀区域衍射图谱

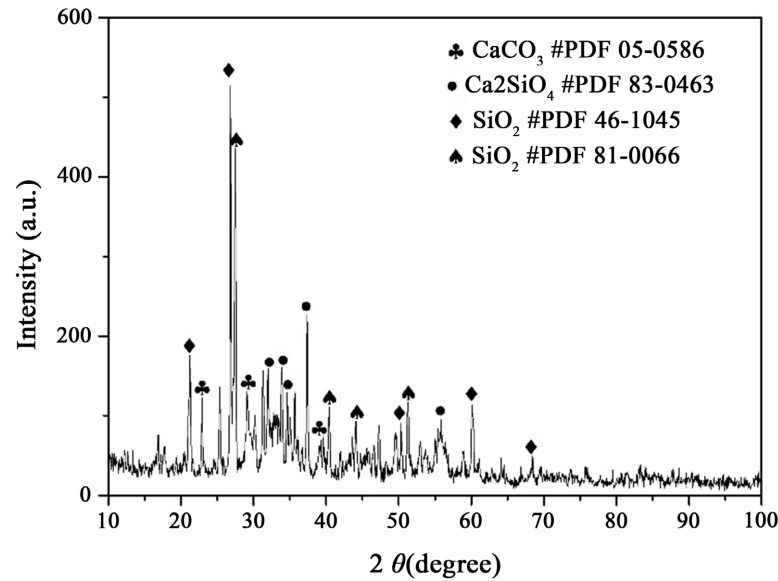


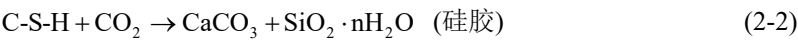
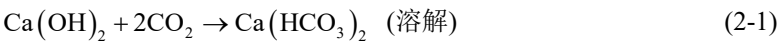
Figure 9. Diffraction pattern of the uncorroded area of the sample
图 9. 试样未腐蚀区域衍射图谱

Table 5. Phase content in each sample
表 5. 各样品中物相含量

扫描区域	PDF 卡片	物相	含量(wt.%)
未腐蚀区域	46-1045	SiO ₂	4.8
	05-0586	CaCO ₃	9.5
	81-0066	SiO ₂	33.1
	83-0463	Ca ₂ (SiO ₄)	52.6
腐蚀区域	46-1045	SiO ₂	34.6
	70-0095	CaCO ₃	18.1
	72-0506	CaCO ₃	47.3

结合 XRD 定量结果(表 5)可推断腐蚀过程中主要发生如下化学反应路径。

水化产物分解：在酸性环境下，水泥中主要水化产物硅酸钙水合物(C-S-H)与 Ca(OH)₂ 发生溶解：



碳酸钙沉积：溶解的 Ca²⁺与 CO₃²⁻ 结合，在孔隙中重新沉淀为方解石与球霏石 CaCO₃，其在腐蚀区域总含量显著增加。

硫化物行为：未检测到硫化物相，可能与低 H₂S 浓度(5 ppm)及酸性条件下硫化物溶解度较高、难以形成稳定结晶相有关。

3.6. 讨论

本研究在 150℃、75 MPa、12% CO₂ 与 5 ppm H₂S 共存条件下，系统评估了水泥石的腐蚀行为。与已

有研究相比,本研究的实验条件更接近老气田 CCUS-EGR 井筒的实际高温高压酸性环境,其结果具有更高的工程参考价值。

(1) 腐蚀速率对比:

本研究中水泥石的平均腐蚀深度为 5.70 mm (30 天),腐蚀速率约为 0.19 mm/d。与 Laudet 等人[8]在 90℃、纯 CO₂ 环境中观察到的 0.08 mm/d 相比,本研究的腐蚀速率更高。这主要归因于以下因素:

① H₂S 的加入进一步降低了体系 pH,增强了酸性介质的侵蚀性;

② 更高的温度(150℃)和压力(75MPa)促进了 CO₂ 和 H₂S 的溶解与扩散。

(2) 渗透率变化差异:

腐蚀后水泥石渗透率降至 0.0643 md,低于刘伟等人[5]在 120℃、30 MPa 条件下报道的 0.12 md。这可能是因为本研究条件下形成的 CaCO₃ 沉积更为致密,有效堵塞了部分孔隙和微裂缝。

(3) 物相组成与微观机制:

与赵东升等人[6]的研究一致,本实验也未检测到硫化物相,说明在低 H₂S 浓度下,碳化反应仍为主导机制。然而,孙福街等人[7]指出,当 H₂S 浓度高于 10 ppm 时,可能形成硫铝酸盐等膨胀性产物,加剧材料劣化。本研究条件下 H₂S 浓度仅为 5 ppm,未观察到此类现象,反映了 H₂S 浓度对腐蚀路径的临界影响。

(4) 抗压强度:

腐蚀后水泥石抗压强度为 21.0 MPa,高于 Lin B 等人[9]在超临界 CO₂ 环境中报道的 17.5 MPa。这可能归因于本研究水泥配方中掺入的硅粉提高了基体的密实性与耐酸性能。

综上,本研究通过模拟更接近实际工况的高温高压酸性环境,揭示了 CO₂ 与低浓度 H₂S 协同作用下水泥环的腐蚀机制与性能演变规律,为老气田 CCUS-EGR 井筒水泥环的耐久性设计与评估提供了关键数据支撑。

4. 结论

通过模拟 CCUS 工况下水泥环的腐蚀实验,本研究主要得出以下结论:

(1) 腐蚀后水泥石的渗透率由 0.125 md 下降至 0.0643 md,表明酸性介质作用导致孔隙结构发生变化,渗透性降低。

(2) 酚酞染色与图像分析显示,水泥石平均腐蚀深度为 5.70 mm,截面呈现明显分层,边缘区域腐蚀较为严重。

(3) 微观形貌与 EDS 分析表明,腐蚀区域碳酸钙含量显著升高,水化产物 Ca(OH)₂ 和 C-S-H 分解并转化为 CaCO₃ 是主要的化学反应路径。未检测到硫化物相,说明腐蚀以碳化反应为主。

(4) 腐蚀后水泥石抗压强度由 38.5 MPa 降至 21.0 MPa,虽仍具备一定承载能力,但腐蚀导致材料劣化不容忽视。与文献对比表明,含硅粉的水泥配方在高温高压 CO₂/H₂S 共存环境下表现出相对较好的耐久性。

本研究揭示了 CO₂ 和 H₂S 共存环境下 CCUS-EGR 井筒水泥环的腐蚀特征与性能演变规律,对 CCUS 井筒水泥环材料优选与完整性维护具有参考价值。后续研究可进一步延长腐蚀周期、优化水泥配方以提升耐腐蚀性能。

基金项目

重庆科技大学研究生创新计划项目“老气田 CCUS-EGR 注采井筒完整性评价方法研究”(YKJCX2420723)。

参考文献

- [1] 叶晓东, 陈军, 陈曦, 等. “双碳”目标下的中国 CCUS 技术挑战及对策[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 1-9.
- [2] 侯云翌, 王涛. CO₂ 注采井水泥环完整性研究进展[J]. 内蒙古石油化工, 2023, 49(12): 1-4.
- [3] 杨川, 余才俊, 石庆, 等. CCUS 井水泥环腐蚀预测模型及影响因素[J]. 石油与天然气化工, 2024, 53(3): 86-91, 104.
- [4] 张强, 李静, 王磊, 等. CO₂/H₂S 共存环境下油井水泥腐蚀机理研究进展[J]. 硅酸盐通报, 2022, 41(4): 1134-1143.
- [5] 刘伟, 孙志刚, 周倩, 等. 超临界 CO₂-H₂S-Co-H₂O 体系中 G 级油井水泥的腐蚀行为[J]. 材料导报, 2021, 35(16): 16075-16081.
- [6] 赵东升, 陈宏坤, 胡小平, 等. H₂S 对超临界 CO₂ 腐蚀油井水泥的增强效应及机理[J]. 石油学报, 2020, 41(11): 1404-1413.
- [7] 孙福街, 段铮, 李勇, 等. 超临界 CO₂ 腐蚀水泥石实验中的影响因素控制研究[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(5): 112-118.
- [8] Laudet, J., Garnier, A., Neuville, N., Le Guen, Y., Fourmaintraux, D., Rafai, N., *et al.* (2011) The Behavior of Oil Well Cement at Downhole CO₂ Storage Conditions: Static and Dynamic Laboratory Experiments. *Energy Procedia*, 4, 5251-5258. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.504>
- [9] Lin, Y.H., Zhu, D.J., Zeng, D.Z., *et al.* (2013) Experimental Studies on Corrosion of Cement in CO₂ Injection Wells under Supercritical Conditions. *Corrosion Science*, 74, 13-21. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2013.03.018>
- [10] 何巍. 深水高温高压环境下 H₂S/CO₂ 防腐水泥浆体系研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023, 43(6): 119-121.
- [11] 黄倩, 田鸣, 赛亚尔·库西马克, 等. 碳封存环境下油井水泥耐 CO₂ 腐蚀研究[J]. 天然气勘探与开发, 2024, 47(5): 103-110.
- [12] 郭小阳, 辜涛, 李早元, 等. 水湿环境下硫化氢对固井水泥石的腐蚀机理[J]. 天然气工业, 2015, 35(10): 93-98.
- [13] 刘仍光, 张林海, 陶谦, 等. 循环应力作用下水泥环密封性实验研究[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(4): 74-78.
- [14] 张林海, 刘仍光, 周仕明, 等. 模拟压裂作用对水泥环密封性破坏及改善研究[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(13): 168-172.