



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2308582

引用格式:江绍静,肖沛瑶,王珂,等.CO₂驱注气管柱腐蚀失效分析[J].科学技术与工程,2025,25(6):2301-2310.

Jiang Shaojing, Xiao Peiyao, Wang Ke, et al. Corrosion failure analysis of CO₂ flooding injection string[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(6): 2301-2310.

CO₂ 驱注气管柱腐蚀失效分析

江绍静¹, 肖沛瑶^{1*}, 王珂¹, 汤瑞佳¹, 刘春燕², 刘晶静³

(1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710065; 2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司天然气研究院分公司, 西安 710065; 3. 延长油田股份有限公司吴起采油厂, 延安 717600)

摘要 CO₂驱油是CO₂捕集、利用与封存(carbon capture,utilization and storage,CCUS)技术中CO₂地质利用环节的重要组成部分,延长油田开展CO₂驱油与封存项目取得了良好的增油封碳效果,但实际CO₂驱注入环境下的管柱腐蚀失效原因尚不明确。利用扫描电镜(scanning electron microscopy,SEM)、3D共聚焦显微镜、能谱分析(energy dispersive spectrometer,EDS)、X射线衍射(X-ray diffraction spectroscopy,XRD)等实验手段对取自吴起某CO₂驱油与封存示范区注气管柱的腐蚀形貌进行表征,并对管柱腐蚀产物进行分析,以期明确研究区CO₂驱注气管柱腐蚀失效原因。结果表明:以CO₂腐蚀为主导的局部腐蚀造成注气管柱的腐蚀失效,腐蚀产物包括FeCO₃、Fe的高价氧化物及少量FeS。分析认为,低温CO₂的连续注入不会引起管柱腐蚀,但CO₂停注期间井筒温度回升、地层水上返使得注气管柱具备了发生CO₂/H₂S腐蚀的条件,且注气井转注水进一步加剧了管柱腐蚀。建议在CO₂停注以及转注水期间加强对注气管柱的杀菌与防腐措施。

关键词 CO₂驱油; CO₂/H₂S电化学腐蚀; 管柱腐蚀; 腐蚀失效; 防腐措施

中图分类号 TG172.2;

文献标志码 A

Corrosion Failure Analysis of CO₂ Flooding Injection String

JIANG Shao-jing¹, XIAO Pei-yao^{1*}, WANG Ke¹, TANG Rui-jia¹, LIU Chun-yan², LIU Jing-jing³

(1. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an 710065, China;

2. Natural Gas Research Institute Branch of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an 710065, China;

3. Wuqi Oil Production Plant of Yanchang Oilfield Co., Ltd., Yan'an 717600, China)

[Abstract] CO₂ flooding is an important part of the CO₂ geological utilization process in CCUS (carbon capture, utilization and storage). The CO₂ flooding and storage project carried out in the Yanchang Oilfield has achieved good results in increasing production and storing CO₂. But the reasons of pipe string corrosion failure are still unclear during CO₂ injection. SEM (scanning electron microscopy), 3D confocal microscopy, EDS (energy dispersive spectrometer) and XRD (X-ray diffraction spectroscopy) were used to characterize the corrosion morphology of the gas injection pipe string in the CO₂ flooding and storage demonstration area of Wuqi Oilfield. The pipe string corrosion products are analyzed to clarify the reasons for pipe string failure caused by CO₂ corrosion. The results show that local corrosion dominated by CO₂ corrosion causes corrosion failure of the pipe string. Corrosion products include FeCO₃, high-priced oxides of Fe and a small amount of FeS. Continuous injection of low-temperature CO₂ cannot cause corrosion. However, the increase in wellbore temperature and the return of formation water caused by stopping CO₂ injection can create conditions for CO₂/H₂S corrosion in the pipe string. In addition, pipe string corrosion is accelerated when gas injection wells are converted into water injection wells. It is recommended to strengthen the sterilization and anti-corrosion measures for the pipe string during the period of stopping CO₂ injection and switching to water injection.

[Keywords] CO₂ flooding; CO₂/H₂S electrochemical corrosion; pipe string corrosion; corrosion failure; anti-corrosion measures

CO₂驱油技术是特低渗透油藏提高石油采收率的重要技术之一^[1-4],同时可实现规模化CO₂地质封

存。截至目前,延长油田已先后在靖边、吴起、杏子川建成4个CO₂驱油与封存示范区,取得良好的驱

收稿日期:2023-11-02; 修订日期:2024-10-17

基金项目:陕西省秦创原碳中和背景下油藏CO₂地质封存关键技术“科学家+工程师”项目(2022KXJ-050);延长石油集团“揭榜挂帅”项目(yesy2021jbgs-A-04)

第一作者:江绍静(1970—),男,汉族,广东阳江人,硕士,正高级工程师。研究方向:提高采收率技术和CCUS技术。E-mail:jshj7010@sina.com。

*通信作者:肖沛瑶(1996—),男,汉族,陕西西安人,硕士,助理工程师。研究方向:提高采收率技术和CCUS技术。E-mail:xpy_251@163.com。

油和封存效果^[5-6]。然而,在技术大规模实施应用过程中,CO₂驱注采环境下的管柱腐蚀失效问题偶有发生,导致井下作业频繁,严重影响了油田安全高效开发^[7-8]。

中外学者针对 CO₂驱油技术实施时伴随的管材腐蚀问题开展了广泛的实验室研究。杜森等^[9]采用极化曲线测试、交流阻抗谱测试等方法研究了多种油田常用管材在模拟 CO₂驱油环境下的电化学腐蚀行为。吕雷等^[10]采用类似方法研究了 16Mn 钢在模拟高含 CO₂腐蚀环境下的电化学腐蚀行为和特征,研究结果同样具有参考意义。借助高温高压反应釜,Gu 等^[11]以 5Cr 钢为例,研究了钢材表面附着的氧化膜在 CO₂驱油环境中的腐蚀行为及其对钢材耐腐蚀性能的影响;张星等^[12]利用 CO₂驱实际采出液和现场原油构建高温高压 CO₂-油水混合环境,探究乳状液、微液滴在材料表面诱发腐蚀的动态过程及扩展机制。Zhao 等^[13]和李俊池等^[14]将电化学测试与高温高压腐蚀模拟相结合,前者模拟 CO₂驱注采环境,分析了 3Cr、5Cr、9Cr 三种低铬钢在不同 CO₂分压条件下的腐蚀性能及变化规律,明确三种低铬油管材料的适用性;后者研究了 X70 管线钢在不同 CO₂压力下的腐蚀开裂规律。此外,对于 CO₂驱注采过程中 CO₂超临界状态、高 Cl⁻浓度等因素对管材腐蚀的影响,Sun 等^[15]研究了 H₂S 对 N80 钢在超临界 CO₂环境中腐蚀行为的影响;吴保玉等^[16]研究了超临界 CO₂/H₂O 体系下不同碳钢在 CO₂驱油工况中的腐蚀行为;Song 等^[17]研究了 CO₂ + 蒸汽混合驱条件下不同因素对氯离子应力腐蚀开裂过程的作用。

总体而言,专家学者在当前阶段针对此问题开展研究时主要围绕“通过实验检测表征不同环境因素对不同类型管材腐蚀行为的影响程度及规律,综合各因素对 CO₂腐蚀过程的作用机理建立符合材料所处环境特点及腐蚀特征的 CO₂驱注采环境下管材腐蚀机理”这一理念展开具体工作。调研发现,这些研究的对象主要是室内模拟的腐蚀过程,即借助电化学工作站或高温高压反应釜研究管材在模拟 CO₂驱油环境下发生的腐蚀行为。但室内短时间模拟与现场长期腐蚀、有限考虑因素与复杂井筒环境之间的区别,无疑会导致基于模拟腐蚀过程对管材腐蚀特征、失效机理得出的认识与实际腐蚀行为的腐蚀特征、作用机理存在一定差异。若能针对发生在服役于 CO₂驱注采环境下的现场管材上的实际腐蚀现象进行深入研究,所取得的研究结果无疑将具有更加实际的指导作用。

并且,在室内模拟工况建立时,倾向于设置 CO₂驱采出环境进行模拟,对注入环境的模拟则相对较

少,而注入环境下的井筒中流体理化性质较采出环境存在一定区别。此外,实际 CO₂注采过程中可能存在 CO₂与 H₂S 共存的腐蚀环境,CO₂腐蚀与 H₂S 电化学腐蚀的相互作用机制及其对管材的影响方式仍有待研究。

鉴于此,现选取吴起采油厂某 CO₂驱油与封存示范区内的 W38-28、W38-112 两口 CO₂驱注气井长期服役注气油管作为研究对象,利用扫描电镜、3D 共聚焦显微镜、EDS、XRD 等实验手段对注气油管的腐蚀形貌进行表征,并对管柱腐蚀产物进行分析,以研究区域内注气井油管在 CO₂注入形成的 CO₂/H₂S 共存井筒环境中的腐蚀失效原因。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

1.1.1 检测对象

截取 W38-112、W38-28 两口注气井不同井深典型腐蚀严重的油管段,W38-112 井截取 4 段:1#(214.42 m)、2#(662 m)、3#(1 024 m)、4#(2 010 m);W38-28 井截取 2 段:1#(1 341.88 m)、2#(1 913.85 m)。

1.1.2 取材井概况

W38-112 井和 W38-28 井的油藏原始地层压力 13.3 MPa;温度约 60 ℃,部分井段处在高腐蚀速率敏感区^[18]。2021 年 11 月进行的水质分析结果显示,两口井中地层水 pH = 5.5,属 CaCl₂水型,Cl⁻离子含量均为 38.85 g/L;Ca²⁺/HCO₃⁻比值较低,分别为 0.011 和 0.013。两口井使用同一种 N80 油管作为注气管柱,其最大碳元素含量 0.35%,最大铬元素含量 0.2%。检测用 W38-112 井注气油管共服役 6 年,服役期间只用于注气(4 年);W38-28 井注气油管共服役 6 年 10 个月,服役期间前期注气(4 年 9 个月),后期转注水(5 个月)。

1.1.3 检测仪器

SC-D2 磁粉探伤仪、ARL 直读光谱仪、KH-3000 型三维视频显微镜、HXD-2000 型显微硬度计、UTM/CTM6000 系列电子万能试验机、半自动冲击试验机、数码相机、NOVANANO450 型场发射扫描电镜、LSM800 型激光共聚焦显微镜、Empyrean 型 X-射线衍射仪。部分检测仪器的实物图如图 1 所示。

1.2 实验方法

(1)无损检测及理化性能检测。利用 SC-D2 磁粉探伤仪对 6 个管段进行无损检测。选取 W38-112 井的 3#管段和 W38-28 井的 1#管段进行理化性能检测;利用 ARL 直读光谱仪对试样进行化学成分分



图1 实验仪器实物

Fig. 1 Experimental instrument

析,利用HXD-2000型显微硬度计检测试样硬度,利用KH-3000型三维视频显微镜对试样金相组织进行分析,利用UTM/CTM6000系列电子万能试验机和半自动冲击试验机检测试样拉伸性能和冲击性能。

(2)形貌表征。使用数码相机对6个管段进行全貌、外表面和内表面宏观照相。利用NOVANA-

NO450型场发射扫描电镜对6个管段进行腐蚀产物清洗前、后的内/外表面扫描电镜(scanning electron microscopy, SEM)形貌观测以及腐蚀产物清洗前的截面内/外侧SEM形貌观测;利用LSM800型激光共聚焦显微镜对截取自6个管段的试样进行外表面形貌测试和深度测量。

(3)成分分析。利用NOVANANO450型场发射扫描电镜配备的能谱仪、Empyrean型X-射线衍射仪对截取自6个管段的试样进行内/外表面、截面腐蚀产物元素EDS分析和内表面腐蚀产物物相组成XRD分析。

2 结果与分析

2.1 无损检测及理化性能检测

无损检测结果表明,6个管段试样的磁粉探伤合格级别均符合NB/T 47013.4—2015标准I级要求。W38-112井3#管段试样和W38-28井1#管段试样的化学成分、拉伸性能均符合API SPEC 5CT—2018标准对N80油管的要求,检测结果如表1所示。拉伸性能中屈服强度指总延伸率为0.5%时的强度。

硬度检测时在两试样上分别随机选取的5个测点的维氏硬度范围和平均值分别为220.2~229.0、223.9和220.7~231.5、224.5。在两个管段上分别选取三块试样进行夏比V形缺口冲击性能检测,冲击功平均值分别为37 J和39 J,剪切比平均值均为100%。两管段试样的金相组织均以晶粒细小的铁素体+索氏体为主,金相组织正常。

综合各项检测结果,认为两口井使用的N80油管的材料性能整体满足标准要求,注气管柱所处的井下环境是导致其腐蚀严重甚至失效的主要原因。

表1 测试试样的部分理化性能检测结果与相关标准的对比

Table 1 Comparison of some physical & chemical performances and corresponding criteria

项目	化学成分检测		拉伸性能检测		
	P/ wt. %	S/ wt. %	抗拉强度/ MPa	屈服强度/ MPa	延伸率/ %
W38-112 3#	0.010	0.001	770	680	25
API SPEC 5CT-2018 标准要求	≤0.030	≤0.030	≥689	552~758	≥15
W38-28 1#	0.011	0.002	760	655	24
API SPEC 5CT-2018 标准要求	≤0.030	≤0.030	≥689	552~758	≥14
结论	符合		符合		

2.2 形貌特征

2.2.1 宏观形貌

从图2 腐蚀产物清洗前整体宏观形貌图上看,随着井深的增大,W38-112 井油管外表面腐蚀特征愈加突出,尤其是1 024 m、2 016 m处形成的腐蚀产物层大块脱落。在大致相同的井深附近,W38-28 井油管外表面和内表面的腐蚀更加严重。井深1 314.88 m处丝扣基本保持完好,但丝扣端附近发生了严重腐蚀处于失效状态[图2(b)中W38-28 井1#管段外表面],这可能是由于螺纹连接部位存在一定的间隙,更容易积聚腐蚀介质,延长了其与管壁基体的接触时间,加剧了此部位的腐蚀。在井深1 913.85 m处,油管因严重腐蚀发生变形,管体出现大量穿孔特征,处于完全失效状态。局部宏观形貌特征方面,清除腐蚀产物后可在W38-112 井的3#和4#管段表面略见局部腐蚀特征;W38-28 井的腐蚀环境则导致其油管发生了严重的局部腐蚀,清除腐蚀产物后可在1#和2#管段表面看到大量连片的坑状腐蚀形态。

2.2.2 微观形貌

图3 和图4 所示为管段试样清洗腐蚀产物后的内、外表面SEM 微观形貌。从观测结果来看,W38-112 井1#、2#、3#管段的内表面以及1#、2#管段的外表面腐蚀较均匀;4#管段的内表面以及3#、4#管段的外表面出现较明显的局部腐蚀特征,有大片的腐蚀产物层脱落。W38-28 井试样清洗后可以观察到

裸露的油管基体表面不平整,形成大量蚀坑或腐蚀台阶,符合 CO_2 腐蚀的典型特征^[19-20]。

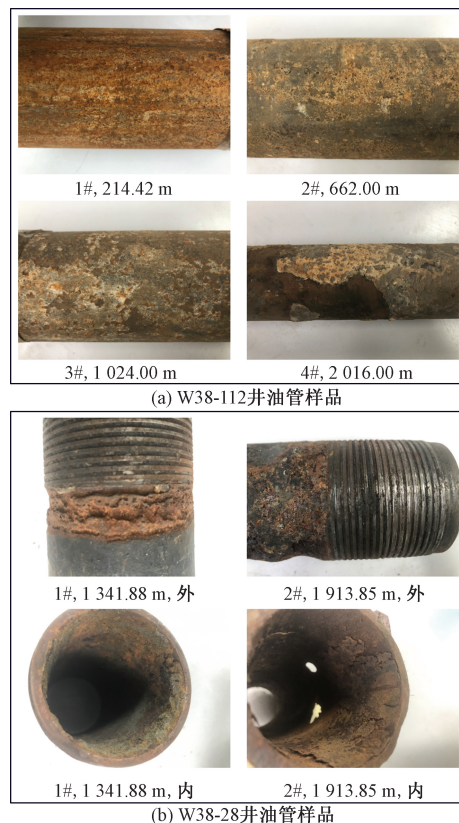


图2 腐蚀产物清洗前油管样品整体宏观形貌
Fig. 2 Macroscopic morphology of samples from two wells before removing corrosion products

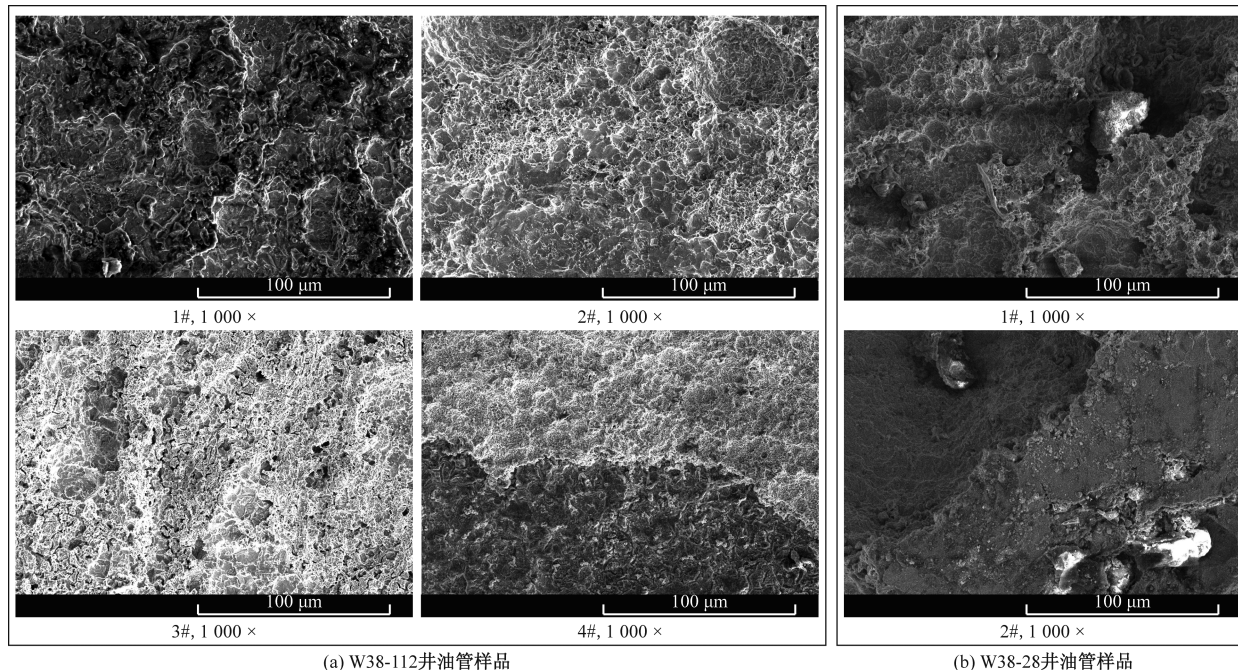


图3 腐蚀产物清洗后油管样品内表面SEM 形貌

Fig. 3 Microscopic morphology of the interior surface of samples from two wells through the SEM after removing corrosion products

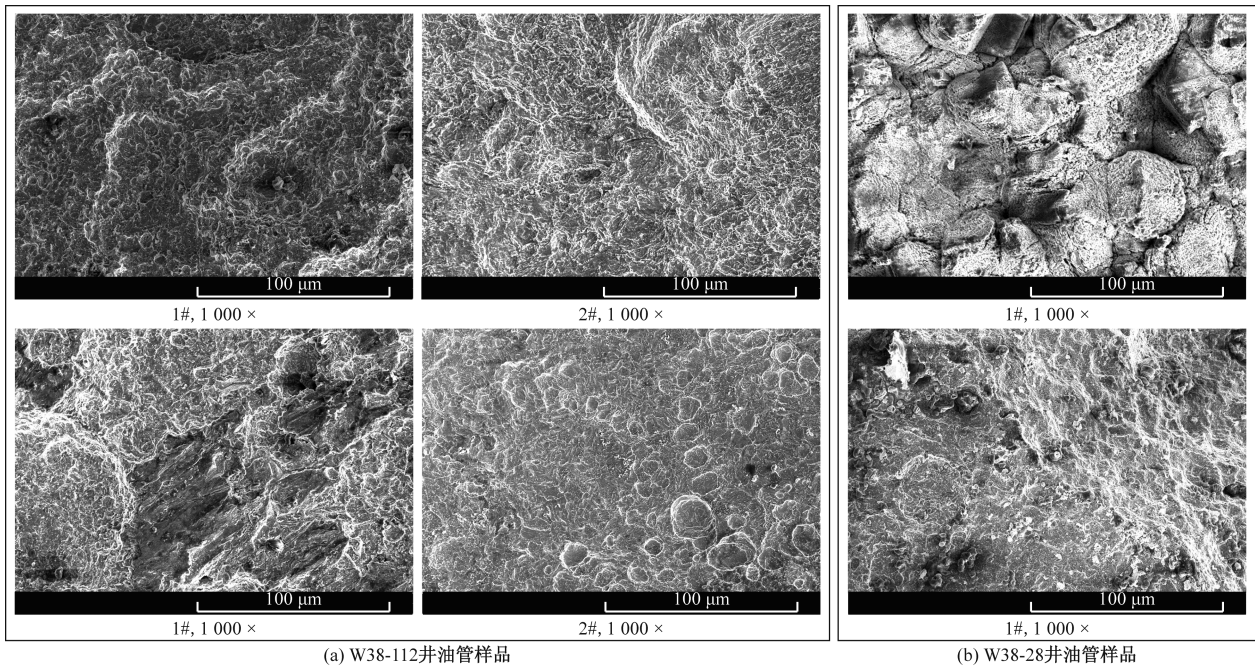


图4 腐蚀产物清洗后油管样品外表面 SEM 形貌

Fig.4 Microscopic morphology of the exterior surface of samples from two wells through the SEM after removing corrosion products

图5和图6所示为管段试样清洗腐蚀产物前的内、外侧截面SEM微观形貌。可见“膜下腐蚀”现象大量存在,这表明不断有腐蚀介质穿透产物膜侵蚀基体表面,若继续处于井下腐蚀环境中,部分蚀坑将很大可能进一步发展,形成微裂纹并逐步扩展成为裂缝,作为腐蚀介质接触材料基体的新路径加速管柱腐蚀。

2.2.3 局部腐蚀特征

管段试样腐蚀产物清洗后的外表面共聚焦轮廓

廓显微特征及深度变化测试情况如图7所示,结果显示:W38-112井管段试样外表面存在一定的局部腐蚀区域,W38-28井管段试样外表面整体都处于十分显著的局部腐蚀区域。W38-112井选取较典型区域进行表面深度测试,1#~4#管段试样外表面最大深度分别为200、250、410、600 μm;W38-28井随机选取区域进行表面深度测试,1#、2#管段试样外表面最大深度分别为370、520 μm,均表现出随着井深加大,注气油管外表面局部腐蚀逐渐加重的特征。

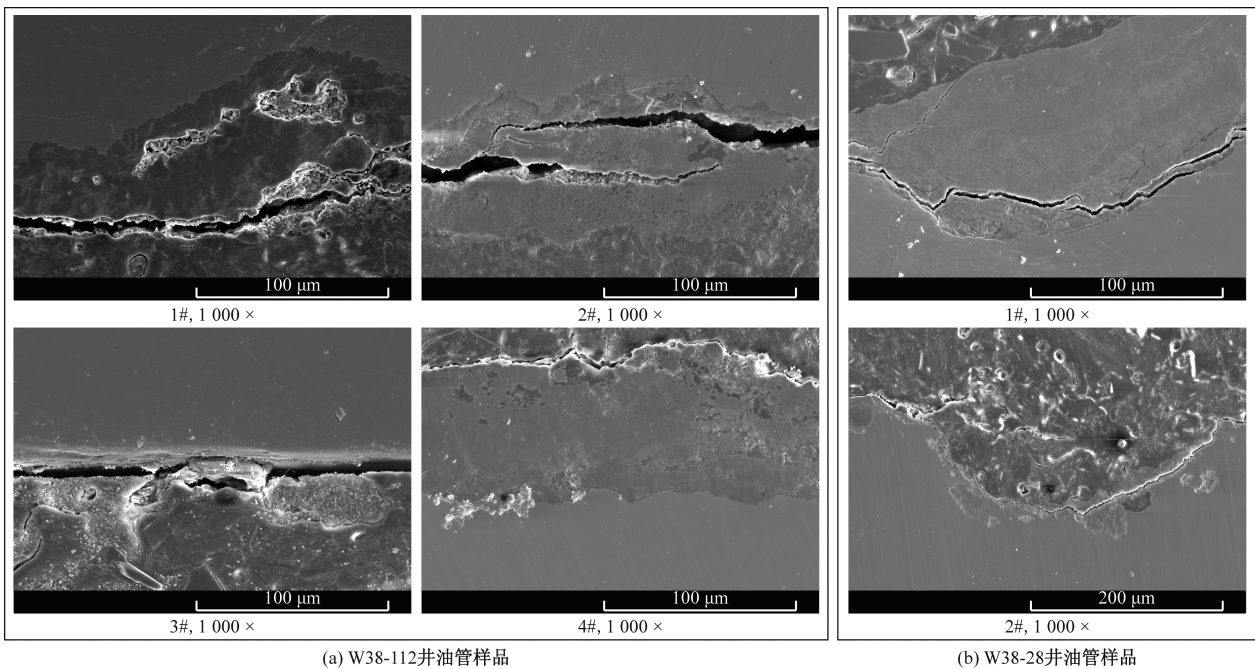
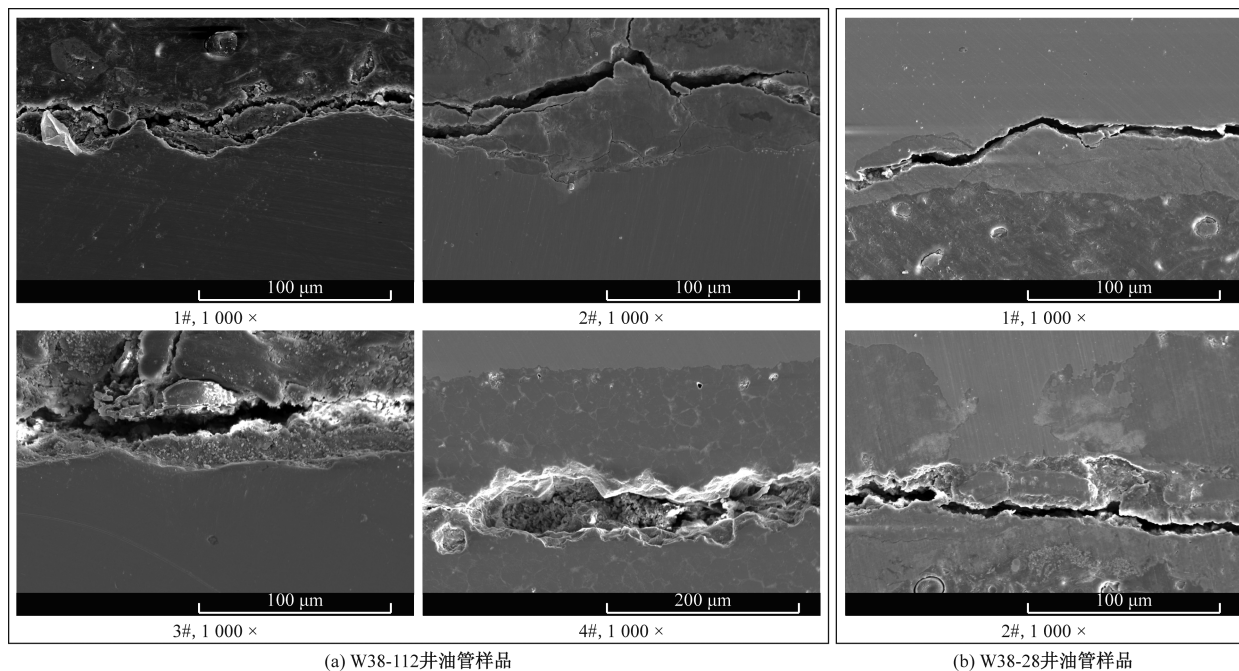


图5 腐蚀产物清洗前油管样品内侧截面 SEM 形貌

Fig.5 Microscopic morphology of the inner section of samples from two wells through the SEM before removing corrosion products

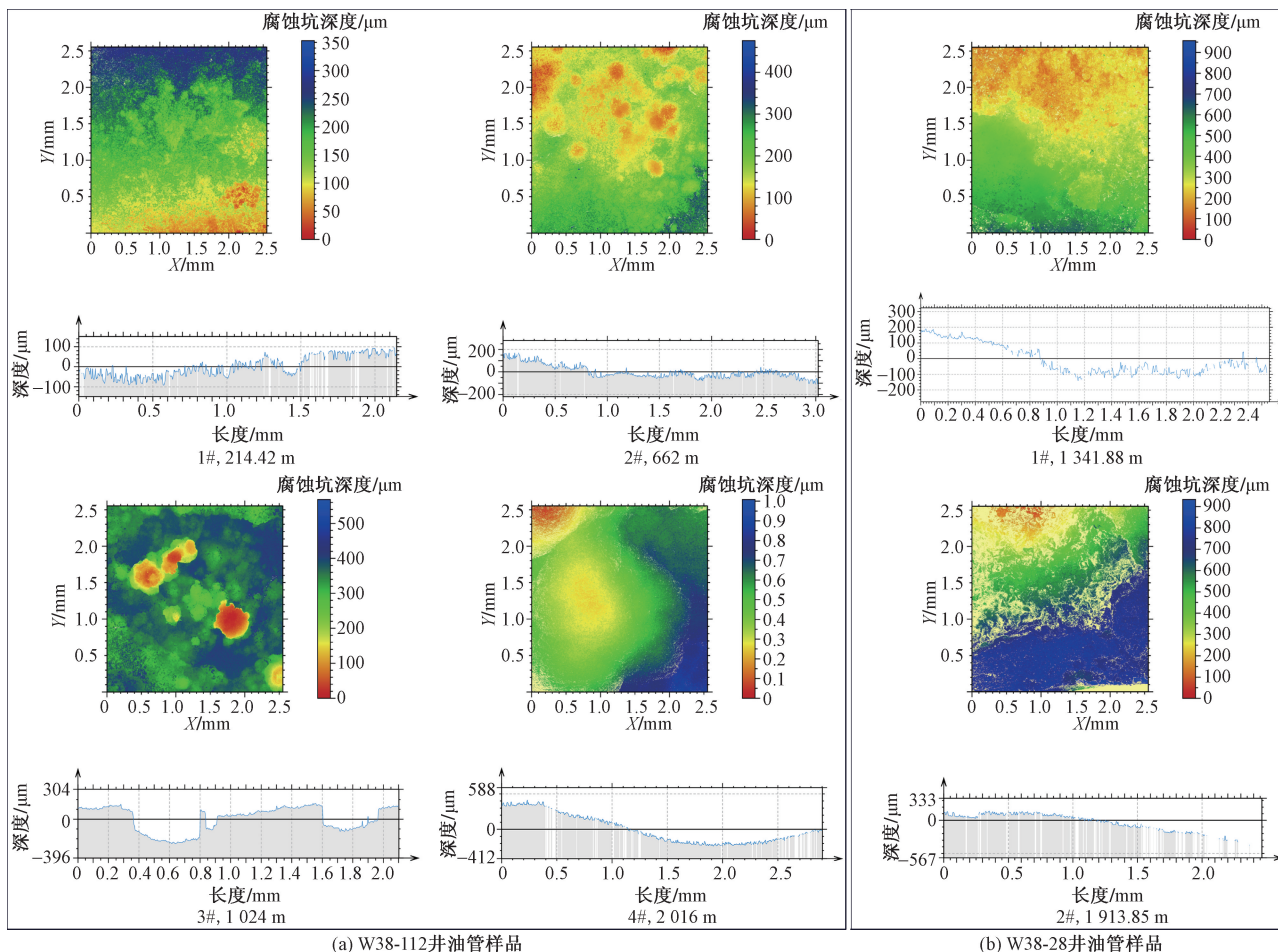


(a) W38-112井油管样品

(b) W38-28井油管样品

图6 腐蚀产物清洗前油管样品外侧截面SEM形貌

Fig. 6 Microscopic morphology of the outer section of samples from two wells through the SEM before removing corrosion products



(a) W38-112井油管样品

(b) W38-28井油管样品

图7 油管样品外表面共聚焦轮廓显微特征及深度变化

Fig. 7 Testing results of the exterior surface of samples from two wells through the confocal microscopy

2.3 腐蚀产物组分

2.3.1 元素组成

EDS 能谱分析结果显示,两注气井油管表面、截面腐蚀产物均以 C、O、Fe 元素为主。截面腐蚀产物 EDS 分析的元素质量比情况如表 2 所示。从表 2 可知:①试样截面腐蚀产物的主要元素为 C、O、Fe 以及极少量 Cr、Mn、Ca,其中 Ca 可能由 CaCO₃ 垢引起;②W38-112 井 1#试样和 3#试样有两个不同测试点,分别位于整体腐蚀区(测点 1)与蚀坑区(测点 2),可以看出 3#试样 C 元素含量差异较大,可能是因为蚀坑区的腐蚀产物大量脱落,X 射线探测较接近基体。

根据元素质量比、原子个数比数据绘制 W38-112 井、W38-28 井注气油管内/外表面的 C、O、Fe 元素含量随井深变化曲线图,如图 8 和图 9 所示。

综合分析元素质量比曲线(实线)和原子个数比曲线(虚线)的形态特征,可以看到,Fe 元素对应的内外表面元素含量随井深变化曲线均在封隔器

坐封位置附近存在交点,交点上下的 Fe 元素含量大小关系相反,而 Fe 元素又是形成管壁腐蚀产物的必要组分,表明封隔器坐封位置上下的油管表面主要腐蚀形式发生转变,封隔器上部的油管以内壁腐蚀为主,下部油管则以外壁腐蚀为主。

2.3.2 组分分析

以 W38-112 井油管样品的检测结果为例,从内表面腐蚀产物 XRD 分析结果(图 10)来看,W38-112 井上部和下部油管的腐蚀产物差异很大,上部油管的腐蚀产物主要是 Fe₃O₄ 和 FeS,而下部油管的腐蚀产物主要是 FeCO₃;W38-28 井中部油管的腐蚀产物主要是 FeCO₃,下部油管的腐蚀产物主要是 FeO(OH)和 Fe₂O₃。

内表面腐蚀产物中,FeCO₃是 CO₂腐蚀的典型产物;Fe₃O₄、Fe₂O₃和 FeO(OH)可能是金属在空气中氧化产物,也可能是 FeCO₃在空气中的分解或氧化产物^[21]。由于 W38-112 井在钻井过程中无 H₂S 显示,注入气成分检测结果也显示气源纯净,CO₂浓度

表 2 截面腐蚀产物 EDS 分析元素质量比

Table 2 Element mass ratio from EDS pattern of section corrosion products

检测对象	质量比/%						
	C	O	Ca	Cr	Mn	Fe	
W38-112	1#测点 1	7.68	27.20	0.22	0.61	0.90	63.39
	1#测点 2	6.27	29.94	0.07	0.17	2.08	61.48
	2#	7.70	21.98	0.36	0.06	0.48	69.42
	3#测点 1	46.72	24.85	0.77	21.77	0.73	5.16
	3#测点 2	6.67	24.43	—	59.72	—	2.85
	4#	9.35	35.53	0.67	—	—	54.46
W38-28	1#	2.78	21.72	—	0.10	0.79	74.62
	2#	5.15	26.10	0.41	0.07	0.89	67.39

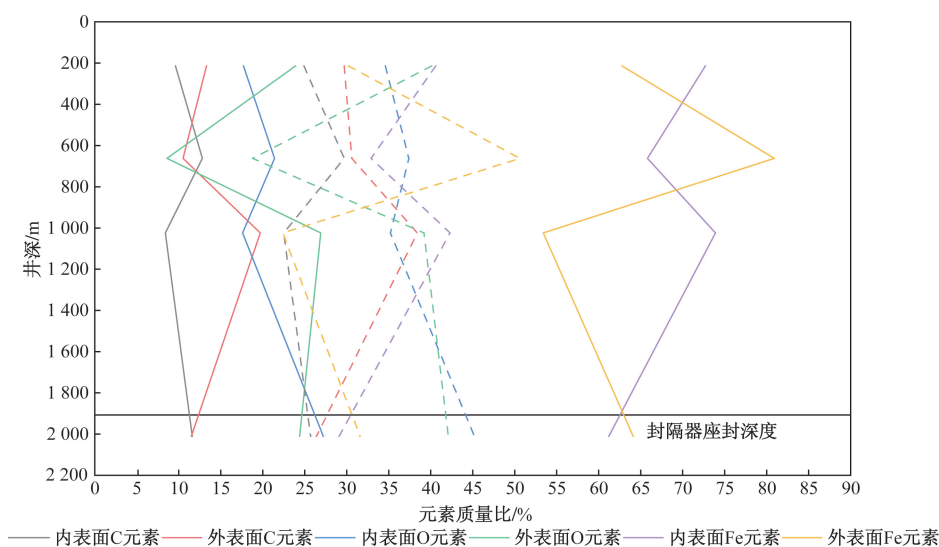


图 8 W38-112 井油管样品内外表面腐蚀产物元素含量随井深变化曲线

Fig. 8 Variation curves of element content of corrosion products on the interior & exterior surfaces of samples from the well W38-112 with well depth

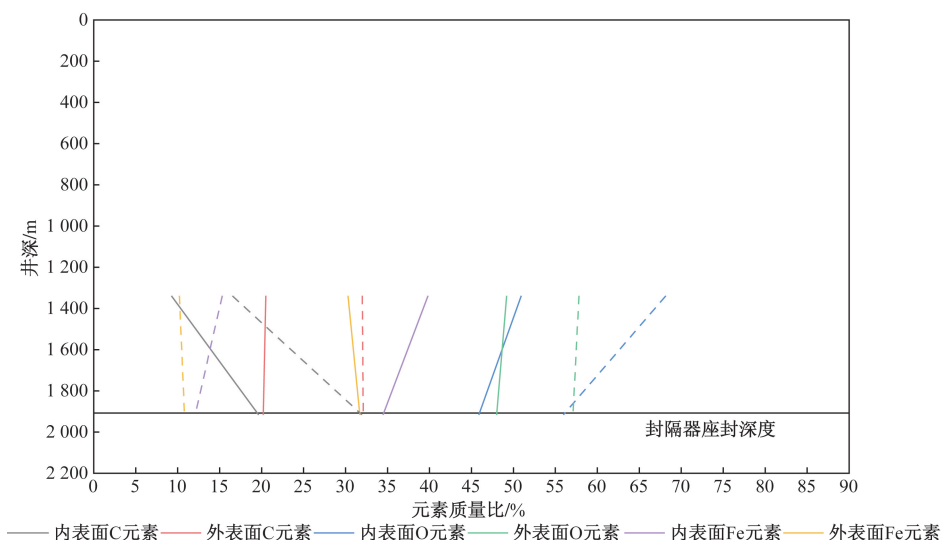


图9 W38-28井油管样品内外表面腐蚀产物元素含量随井深变化曲线

Fig. 9 Variation curves of element content of corrosion products on the interior & exterior surfaces of samples from the well W38-28 with well depth

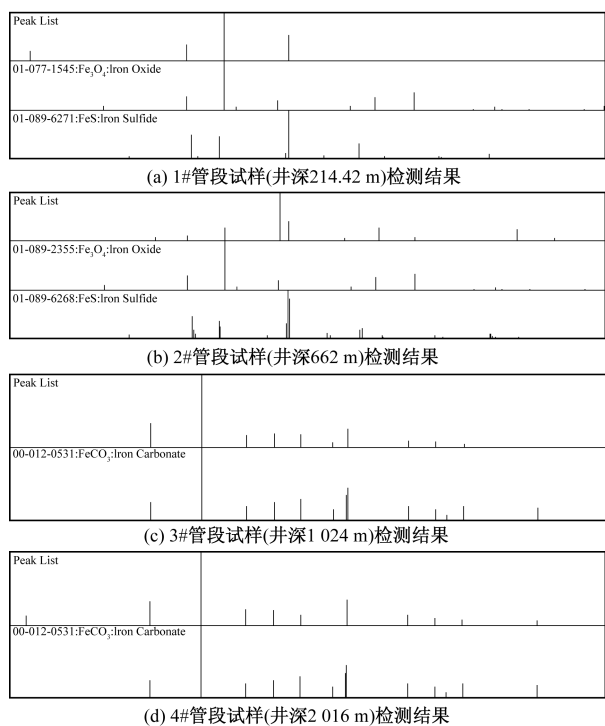


图10 W38-112井油管样品腐蚀产物XRD分析结果

Fig. 10 XRD analysis results of corrosion products on the interior surface of samples from the well W38-112

大于99%、未检出 H_2S ，但持续注气较长一段时间后监测到井筒内有 H_2S 气体出现，认为W38-112井腐蚀产物中的FeS可能来源于随其他地面注入物进入井筒并附着于管壁的硫酸盐还原菌生成的 H_2S 形成的高浓度 CO_2 /低浓度 H_2S 共存的井筒环境中发生的 H_2S 腐蚀。

综合以上两项腐蚀产物检测的结果，认为注气

油管内表面在 CO_2 注入环境中发生的腐蚀主要为 CO_2 腐蚀，局部区域发生 H_2S 腐蚀， Cl^- 的存在加速了局部腐蚀。

2.4 注气管柱失效原因分析

CO_2 注气阶段，油管在连续注低温 CO_2 期间是基本不会发生 CO_2/H_2S 腐蚀的。但 CO_2 停注后，井筒温度逐渐恢复，井筒、环空压力随着 CO_2 向地层扩散而逐渐降低导致地层水进入井筒和油套环空，综合作用使得注气管柱具备了发生 CO_2/H_2S 腐蚀的环境条件。

对于不含 H_2S 的 CO_2 驱注气井，停注期间形成温度适宜的酸性环境；恢复注气后 CO_2 率先在油管内潮湿的环境下引起 CO_2 腐蚀，腐蚀产物 $FeCO_3$ 在内壁形成、附着，且随着注气时间的增加， $FeCO_3$ 产物膜趋于完整、致密，对金属基体的保护性逐渐增强。

由于入井流体质量控制不严，硫酸盐还原菌进入井筒并生成 H_2S ，使得注气油管内原本的单一 CO_2 腐蚀体系逐步转变为高浓度 CO_2 /低浓度 H_2S 共存体系；在此环境下，受高 CO_2 分压的抑制作用^[22]、致密 $FeCO_3$ 膜的阻碍作用^[23]、过酸性环境的溶解作用^[24]等不利影响（影响方式见图11）， H_2S 电化学腐蚀只能在部分管段区间发生，生成的腐蚀产物FeS只能在部分管段区间留存，因而只能在以上两个区间相交的部分检测到少量FeS的存在，整个油管内壁的腐蚀产物以 $FeCO_3$ 为主，腐蚀形态以符合 CO_2 腐蚀典型特征的点蚀、台阶状腐蚀为主；管壁金属长期被 CO_2 、 H_2S 、溶解氧等腐蚀介质侵蚀，造成注气油管内壁的腐蚀程度逐渐加重，甚至腐蚀穿

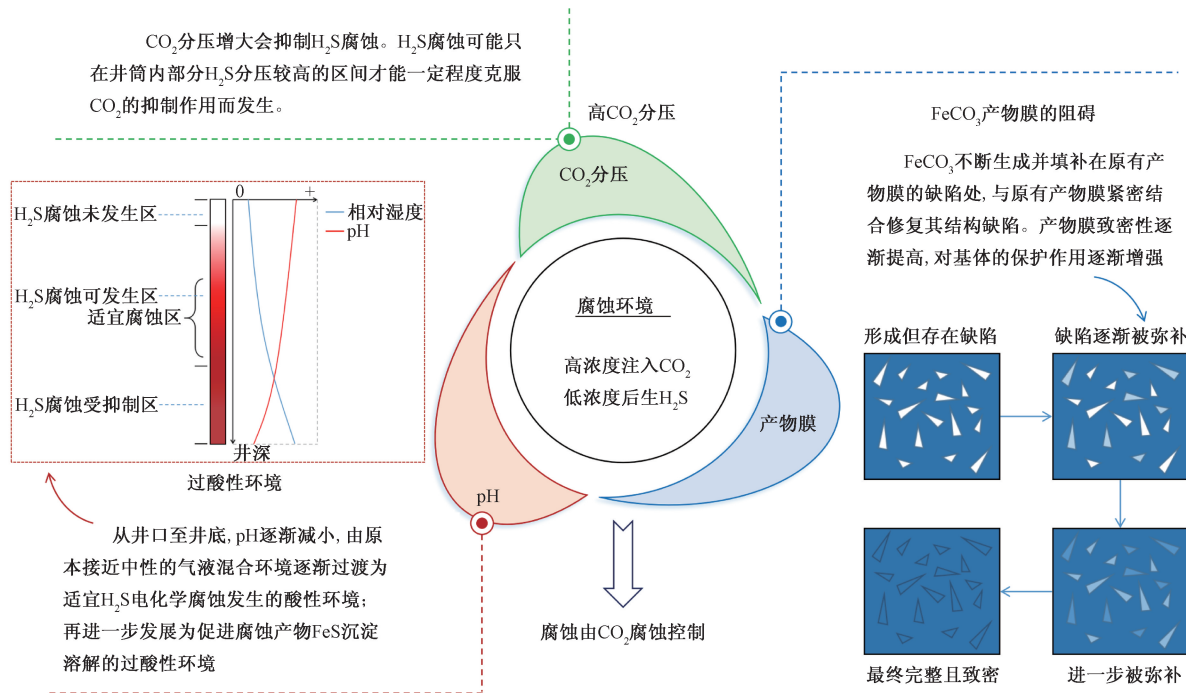


图 11 CO₂注入形成的井筒环境中油管腐蚀失效的宏观机理示意图

Fig. 11 Macro mechanism diagram of corrosion failure of the injection pipe string in the environment formed by CO₂ injection

孔、腐蚀失效。此外,不同膜类产物间的电偶腐蚀效应也会加速油管内壁的局部腐蚀^[25]。

此外,由此次腐蚀检测可以看出,W38-28井注气油管的腐蚀程度比W38-112井严重得多。生产资料显示,W38-112井自2019年8月停注气后未注水,而W38-28井自2019年9月停注气后在2020年7—9月间转注水,这表明注气井转注水对油管腐蚀影响极大,原因可能是注入水中含有溶解氧等杂质加剧了管壁的腐蚀。

3 结论

(1)注气管柱在低温CO₂连续注入过程中不易受到腐蚀侵害,但CO₂停注及注气转注水期间井筒温度回升、地层水上返,造成油管内壁在高CO₂/低H₂S井筒环境中发生严重的电化学腐蚀,腐蚀形式以CO₂腐蚀为主。

(2)封隔器坐封位置以上的油管以内壁腐蚀为主,以下以外壁腐蚀为主。注气井转注水井进一步加剧了管柱的腐蚀,尤其是局部腐蚀。

(3)对于CO₂驱注气井的管柱防腐,需从减少气源含杂(尤其是H₂S的含量)、转注工艺(停注与转注前加注防腐保护液或缓蚀杀菌剂)以及耐蚀材质(抗硫钢或耐蚀钢)三方面入手加以改善。

参 考 文 献

[1] 赵凤兰,王雨,黄世军,等. 运移距离对CO₂混相驱重力超覆

的影响规律及表征分析[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(3): 1021-1028.

Zhao Fenglan, Wang Yu, Huang Shijun, et al. Influence and characterization analysis of migration distance on gravity segregation of CO₂ miscible flooding[J]. Science Technology and Engineering, 2024, 24(3): 1021-1028.

[2] 刘仁静,刘慧卿,李秀生,等. 延长油田特低渗透浅层油藏注CO₂提高采收率技术研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2010, 25(4): 62-65, 112.

Liu Renjing, Liu Huiqing, Li Xiusheng, et al. Enhanced oil recovery of shallow extra-low permeability reservoir in Yanchang Oilfield by CO₂ injection[J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition), 2010, 25(4): 62-65, 112.

[3] 李剑,段景杰,姚振杰,等. 低渗透油藏水驱后注CO₂驱提高采收率影响因素分析[J]. 非常规油气, 2017, 4(6): 45-52.

Li Jian, Duan Jingjie, Yao Zhenjie, et al. Analysis on influence factors of enhanced oil recovery in CO₂ flooding after water flooding in low permeability reservoir[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(6): 45-52.

[4] 贾凯锋,计董超,高金栋,等. 低渗透油藏CO₂驱油提高原油采收率研究现状[J]. 非常规油气, 2019, 6(1): 107-114, 61.

Jia Kaifeng, Ji Dongchao, Gao Jindong, et al. The existing state of enhanced oil recovery by CO₂ flooding in low permeability reservoirs[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(1): 107-114, 61.

[5] 王香增,杨红,王伟,等. 延长油田低渗透油藏提高采收率技术进展[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(4): 69-75.

Wang Xiangzeng, Yang Hong, Wang Wei, et al. Technical advancements in enhanced oil recovery in low permeability reservoirs of Yanchang Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(4): 69-75.

[6] 王维波,汤瑞佳,江绍静,等. 延长石油煤化工CO₂捕集、利用

- 与封存(CCUS)工程实践[J]. 非常规油气, 2021, 8(2): 1-7, 106.
- Wang Weibo, Tang Ruijia, Jiang Shaojing, et al. The engineering practice of CO₂ capture, utilization and storage (CCUS) in coal chemical industry of Yanchang Petroleum[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(2): 1-7, 106.
- [7] 金祥哲, 冯朋鑫, 徐军. 陇东油田Y区块油井管柱腐蚀特性及防护技术[J]. 腐蚀与防护, 2022, 43(8): 98-102.
- Jin Xiangzhe, Feng Pengxin, Xu Jun. Corrosion behavior and protection technology for strings in oil well of Y District in Longdong Oilfield[J]. Corrosion & Protection, 2022, 43(8): 98-102.
- [8] 付安庆, 袁军涛, 李轩鹏, 等. 油气田地面管道内腐蚀现状及防腐技术研究进展[J]. 石油管材与仪器, 2021, 7(6): 14-25, 32.
- Fu Anqing, Yuan Juntao, Li Xuanpeng, et al. Gathering pipeline corrosion of oil and gas field and its anti-corrosion technologies[J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2021, 7(6): 14-25, 32.
- [9] 杜森, 张建华, 薛凤玲, 等. CO₂驱油地面管线典型材料电化学腐蚀性能研究[J]. 当代化工, 2021, 50(12): 2797-2800.
- Du Sen, Zhang Jianhua, Xue Fengling, et al. Research on electrochemical corrosion of typical materials of surface pipeline for CO₂ flooding wells[J]. Contemporary Chemical Industry, 2021, 50(12): 2797-2800.
- [10] 吕雷, 杨志刚, 李辉, 等. 高含CO₂油田腐蚀环境下16Mn管线钢电化学腐蚀行为[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(34): 14532-14538.
- Lü Lei, Yang Zhigang, Li Hui, et al. Electrochemical corrosion behavior of 16Mn pipeline steel in corrosive environment with high CO₂-containing oilfield[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(34): 14532-14538.
- [11] Gu Y, Wu H B, Zhang Z H, et al. Corrosion behavior of oxide scale of 5Cr steel in CO₂ flooding environment[J]. ISIJ International, 2022, 62(6): 1239-1250.
- [12] 张星, 赵琳, 刘安庆, 等. 高温高压CO₂驱采出液中N80碳钢局部腐蚀诱发机理[J]. 腐蚀与防护, 2021, 42(4): 36-42.
- Zhang Xing, Zhao Lin, Liu Anqing, et al. Initiation of localized corrosion on N80 carbon steel in high-pressure and high-temperature CO₂ enhanced oil recovery production fluids[J]. Corrosion & Protection, 2021, 42(4): 36-42.
- [13] Zhao X H, Li G P, Liu J L, et al. Corrosion performance analysis of tubing materials with different Cr contents in the CO₂ flooding injection-production environment[J]. Coatings, 2023, 13: 1812-1820.
- [14] 李俊池, 谢飞. CO₂增采环境下X70管线钢的应力腐蚀开裂行为研究[J]. 辽宁石油化工大学学报, 2023, 43(1): 38-42.
- Li Junchi, Xie Fei. Study of stress corrosion cracking behavior of X70 pipeline steel in CO₂ enhanced mining environment[J]. Journal of Liaoning Petrochemical University, 2023, 43(1): 38-42.
- [15] Sun C, Ding T C, Sun J B, et al. Insights into the effect of H₂S on the corrosion behavior of N80 steel in supercritical CO₂ environment[J]. Journal of Materials Research and Technology, 2023, 2023: 1-10.
- [16] 吴保玉, 宋振云, 陈平. N80/J55油管钢在超临界CO₂/H₂O体系中腐蚀行为研究[J]. 钻采工艺, 2021, 44(2): 66-70.
- Wu Baoyu, Song Zhenyun, Chen Ping. Corrosion behavior of N80/J55 tubing steel in supercritical CO₂/H₂O system[J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(2): 66-70.
- [17] Song C L, Li Y P, Wu F, et al. Failure analysis of the crack and leakage of a crude oil pipeline under CO₂-steam flooding[J]. Processes, 2023(5): 1-13.
- [18] 姚晓. CO₂对油气井管材腐蚀的预测及防护[J]. 石油钻采工艺, 1998, 20(3): 44-47, 49-106.
- Yao Xiao. Prediction and protection of CO₂ corrosion of tubular goods in oil/gas wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1998, 20(3): 44-47, 49-106.
- [19] 吕祥鸿, 梁伟, 计玲, 等. 高温条件下几种耐蚀合金管柱材料的抗腐蚀性能对比分析[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2018, 33(5): 101-106, 126.
- Lü Xianghong, Liang Wei, Ji Ling, et al. Comparative analysis of corrosion resistance of several corrosion-resistant alloy pipe string materials under high temperature[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2018, 33(5): 101-106, 126.
- [20] 林乃明, 邹娟娟, 周宏伟. N80石油套管钢的CO₂腐蚀研究现状[J]. 中国材料进展, 2009, 28(2): 14-18.
- Lin Naiming, Zou Jiaojuan, Zhou Hongwei. Research status of CO₂ corrosion on N80 oil casing tube steel[J]. Materials China, 2009, 28(2): 14-18.
- [21] 裴付林. 雅克拉-大涝坝气田管柱腐蚀机理及对策研究[J]. 新疆石油学院学报, 2004, 16(3): 62-66, 89.
- Pei Fulin. Study on the mechanism of the pipe string corrosion of Yakela-Dalaoba gasfield[J]. Journal of Xinjiang Petroleum Institute, 2004, 16(3): 62-66, 89.
- [22] 林海, 许杰, 范白涛, 等. L80钢在CO₂/H₂S腐蚀环境中的力学特性[J]. 表面技术, 2016, 45(5): 91-96.
- Lin Hai, Xu Jie, Fan Baitao, et al. Mechanical properties of L80 steel in CO₂/H₂S environment[J]. Surface Technology, 2016, 45(5): 91-96.
- [23] 王宏岩, 于驰, 高秀华. X65MS钢在饱和H₂S/CO₂环境下的腐蚀产物研究[J]. 东北大学学报(自然科学版), 2020, 41(6): 812-817.
- Wang Hongyan, Yu Chi, Gao Xiuhua. Corrosion products of X65MS steel under saturated H₂S/CO₂ environment[J]. Journal of Northeastern University (Natural Science Edition), 2020, 41(6): 812-817.
- [24] 赵永峰, 王吉连, 左禹, 等. 在含CO₂/H₂S介质中油气田用钢的腐蚀研究进展[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2010, 27(1): 1-8.
- Zhao Yongfeng, Wang Jilian, Zuo Yu, et al. Research development of corrosion of steels in CO₂/H₂S-containing media in oil & gas fields[J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2010, 27(1): 1-8.
- [25] 张启龙, 张晓诚, 韩耀图, 等. 渤海多因素条件下的管材腐蚀规律试验研究[J]. 石油机械, 2021, 49(7): 130-137.
- Zhang Qilong, Zhang Xiaocheng, Han Yaotu, et al. Experimental research on tubular goods corrosion under multi-factor conditions in Bohai Oilfield[J]. China Petroleum Machinery, 2021, 49(7): 130-137.