油井套管溶解氧腐蚀的机理与预防措施

刘双喜　程海鹏　王　滨　唐　俊
中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司临盘采油厂，　山东　临邑　251507

摘　要：目前中国关于油井套管腐蚀方面的研究长期聚焦 CO_2 和 H_2S 腐蚀，却因检测难点与传统认知局限严重忽视溶解氧腐蚀。为了研究油井套管腐蚀与防护，详细剖析了未脱氧油田污水洗井导致的溶解氧入侵问题，及其引发在筛管上下形成的氧浓差腐蚀、造成套管油管快速氧化、套管丝扣缝隙腐蚀，以及硫酸盐还原菌滋生的二次腐蚀危害。通过深入解析其作用机制、检测困境与危害，结合实际数据与案例，提出了涵盖洗井工艺升级、缓蚀技术创新和智能监测体系构建的全方位防控策略。研究成果为解决油井套管腐蚀难题提供了全新思路与有力支撑。

关键词：油井套管腐蚀；氧浓差腐蚀；水线腐蚀；缝隙腐蚀；硫酸盐还原菌
DOI：10. 3969 /j. issn. 1006-5539. 2026. 03. 011

Mechanism and prevention measures of dissolved oxygen corrosion in oil well casing

Liu Shuangxi, Cheng Haipeng, Wang Bin, Tang Jun
Linpan Oil Production Plant, Sinopec Shengli Oilfield Branch Company, Linyi, Shandong, 251507, China

Abstract: Research on casing corrosion in oil wells in China has long focused on CO_2 and H_2S corrosion. However, dissolved oxygen corrosion has been significantly overlooked due to detection challenges and limitations of traditional understanding. This paper thoroughly analyzes the issue of dissolved oxygen intrusion caused by non-deoxygenated oilfield wastewater used in well washing, resulting in oxygen concentration cell corrosion at the upper and lower parts of the screen pipe, rapid oxidation of casing and tubing, crevice corrosion at casing thread gaps, and secondary corrosion hazards driven by sulfate-reducing bacteria proliferation. Through detailed elucidation of the mechanisms, detection difficulties, and associated risks-supported by real data and case studies—this study proposes a comprehensive prevention and control strategy. The strategy encompasses upgrading well washing processes, innovating corrosion inhibitor technologies, and constructing intelligent monitoring systems, providing novel insights and robust support for addressing oil well casing corrosion.

Keywords: Oil well casing corrosion; Oxygen concentration cell corrosion; Waterline corrosion; Crevice corrosion; Sulfate-reducing bacteria

收稿日期：2025-05-20
作者简介：刘双喜（1983-），男，高级工程师，学士，主要从事油田采油工艺技术研究。E-mail：lsx7393269@163. com
通信作者：程海鹏（1972-），男，高级工程师，主要从事油田腐蚀与防护研究。E-mail：lpchhp@ sina. com

0 前言

随着油田开发进入中后期,油田油、水井损坏问题日益严重,成为阻碍石油开采工业发展的一大难题。据中国不完全统计,套损井有近 3 万口。套损井中,腐蚀损坏占据相当比例,其中 25% 以上还有较高产量。各油田的腐蚀环境存在差异,即使在同一油田内,不同油井的腐蚀情况也不尽相同。管理不当引发的腐蚀问题严重损害了油井,导致大量报废井的产生,油井套管的寿命直接决定了油井的寿命,油井的寿命又决定了油田的寿命。因此,油水井套管及抽油杆的腐蚀是油气田开采中的重要问题。长期以来,中国关于套管腐蚀根源的研究主要集中在 H_2S 和 CO_2 的腐蚀性上,围绕这两种腐蚀气体构建的防腐体系在一定程度上延缓了套管的腐蚀进程。然而,部分油井套管仍频繁出现破损,严重制约了石油生产的稳定性与经济性。油井套管作为石油开采的关键基础设施,其完整性直接关乎开采效率、成本控制与安全生产,而传统研究往往未能充分揭示油井套管腐蚀的关键因素。

1 油井套管腐蚀研究现状

1.1 传统腐蚀研究的局限性

传统油井套管的腐蚀研究长期聚焦于 H_2S 和 CO_2 的腐蚀效应。H_2S 在水中溶解后形成酸性环境,极易引发金属的氢脆现象以及硫化物应力腐蚀开裂,严重威胁套管的结构强度;CO_2 溶于水生成碳酸,通过电化学腐蚀机制,持续侵蚀套管金属,导致其壁厚减薄、性能下降。油田采取了多种措施,如选用抗腐蚀合金管材、注入缓蚀剂以及优化井筒环境等,虽有效缓解了腐蚀问题,但套管腐蚀依然在局部存在。相关研究表明,套管损坏的原因包括但不限于油层压实、地面沉降、泥岩吸水蠕变、断层活跃、岩层滑动、盐岩蠕变、地层出砂、地震、高温、射孔、井眼倾斜和固井质量差等。

进一步研究发现,油井套管腐蚀点存在规律,破损点所在之处和深井泵的筛管高度吻合。根据电化学原理,溶解氧一旦聚集,形成氧浓差腐蚀原电池[1-5],借鉴埋地管线和罐底垢下形成的氧浓差电池腐蚀原理(形成的阳极区会发生严重腐蚀)开展油井井筒氧浓差电池相关研究。对尾管严重腐蚀的 28 口油井统计发现,均有不同程度的高含氧污水从套管灌入井筒。通过全面调查,确认是使用未脱氧油田污水洗井时引入溶解氧,溶解氧的聚集在特定的井筒环境下触发了一系列复杂且严重的腐蚀反应[6-7]。根据 SY /T 5329—2022《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》,热洗水参考回注标准为矿化度 >5 000 mg /L、溶解氧≤0.05 mg /L,实际测取热洗水溶解氧在 2 ~ 5 mg /L。然而,这一因素却长期被忽视。

1.2 溶解氧腐蚀被忽视的原因

在油井日常洗井作业中,由于未掌握溶解氧在井筒内的腐蚀机理,生产单位为降低成本,使用未经脱氧处理的油田污水。未脱氧处理的油田污水中溶解氧含量很高,进入井筒后会在油管筛管处与无氧井液迅速分层。溶解氧进入套管后迅速与金属油套管发生氧化反应,由于热洗时间和取样时间不一致,在常规气体取样中难以检测到其存在。此外,传统研究思路的惯性以及对溶解氧腐蚀作用机制的认识不足使得研究人员在分析套管腐蚀原因时,很难将溶解氧腐蚀纳入考虑范围,导致这一重要腐蚀因素长期被忽视。

某井作业后,发现筛管下面的第一根尾管严重腐蚀,见图 1。调查发现,该井由于光杆腐蚀,盘根漏水接了一根胶管,将暴氧的污水再流回油套环形空间内,在筛管处形成了氧浓差腐蚀电池,造成局部腐蚀溶解。

图 1 第一根尾管严重腐蚀照片

Fig. 1 Severe corrosion of the first tail pipe

2 溶解氧腐蚀作用机制

2.1 筛管处氧浓差腐蚀电池的形成

在油田污水未经脱氧处理而被用于洗井时,筛管区域会出现明显的氧浓度分层现象,上层为氧气充足的洗井水,下层则为无氧的井液。这种显著的氧浓度差异,成为氧浓差腐蚀电池形成的驱动力。

在富氧区,氧作为阴极去极化剂,发生还原反应,见式(1)。

$$O_2 + 2H_2O + 4e^- = 4OH^- \quad (1)$$

在贫氧区,金属作为阳极发生氧化反应,见式(2)。

$$Fe = Fe^{2+} + 2e^- \quad (2)$$

随着时间推移,阳极区域的金属不断熔解,同时该处还受流速影响,导致套管局部腐蚀加剧。这种腐蚀现象常被误判为流速快导致的冲蚀,而氧浓差腐蚀才是筛管处套管腐蚀的主要因素之一。长期的氧浓差腐蚀会使套管壁逐渐变薄,最终引发爆破,严重影响油井的正常生产。

2.2 中部套管、尾管及接箍螺纹缝隙腐蚀

进入套管内的溶解氧会迅速与套管和油管的金属

发生氧化反应，见式(3)。

$$2Fe + O_2 + 2H_2O = 2Fe(OH)_2 \quad (3)$$

生成的 $Fe(OH)_2$ 性质不稳定，会继续氧化转变为 $Fe(OH)_3$，最终分解成铁锈(Fe_2O_3)。这一系列反应持续消耗金属材料，导致套管和油管的壁厚逐渐减薄。尾管和套管腐蚀示意图见图 2。

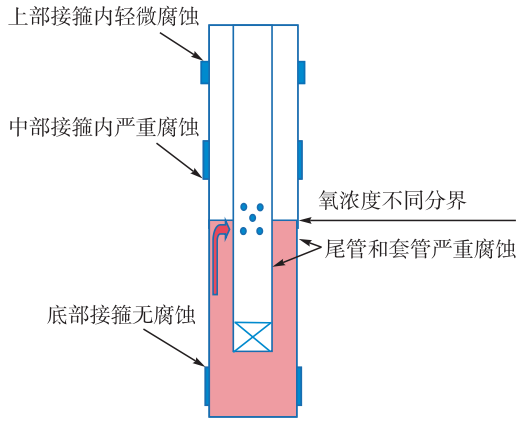

图 2　尾管和套管腐蚀示意图

Fig. 2　Catheter and sheath corrosion

在对某油井进行拔套管检测时发现，中部套管腐蚀严重，而上部丝扣腐蚀轻微，下部丝扣完好无损。经分析发现，中部套管因浸泡在富含氧气的水中，加之其结构特性导致的微小缝隙，溶解氧容易在这些缝隙内积聚，形成局部的腐蚀微电池，引发缝隙腐蚀。由于缝隙内环境相对封闭，氧气供应受限，因此形成了缺氧的阳极区域和富氧的阴极区域，进一步加速了金属的溶解过程。此外，缝隙内的电解液流动性不佳，导致腐蚀产物难以被有效排出，从而进一步加剧了腐蚀的严重程度。这种缝隙腐蚀不仅会导致丝扣损坏，还可能引发套管泄漏，给油井生产带来严重的安全隐患。而底部的套管丝扣并没有浸泡在含有溶解氧的井液内，所以未发生缝隙腐蚀。

2.3　计算氧浓差电流，推算局部腐蚀速度

以某井为例，套管材质 J55 钢，筛管以上是热洗的含氧污水，筛管下是不含氧的原井液，测得其热洗水含氧量 5 mg/L，地层水含氧量忽略不计。富含氧的热洗水聚集在筛管以上 500 m，成为阴极区。在油套环形空间内，筛管下面是原井液，原井液不含氧，是腐蚀电池的阳极区位置，严重腐蚀部位在筛管下 5 m。阳极区和阴极区面积比 1∶100，水中 Cl^- 含量 20 000 mg/L，H_2S 含量 10 mg/L，筛管处温度 70 ℃，筛管处流速 0.5 m/s.

2.3.1　腐蚀机理分析

J55 钢属于低碳合金钢，含碳量约 0.3% ~0.4%，具有良好的焊接性和韧性，但在含有 Cl^- 和 H_2S 的环境中易发生点蚀和局部腐蚀，其表面保护膜在 Cl^- 和 H_2S 共同存在时易被破坏，导致腐蚀速度显著上升。

氧浓差电场效应：油套环形空间的上部富氧区为阴极，下部缺氧区为阳极，形成电位差驱动腐蚀，阳极区面积与阴极区面积比 1∶100，显著放大了腐蚀速度。

2.4　影响腐蚀速率的因素

1) Cl^- 催化系数 K_{Cl^-}：矿化度从 5 000 mg/L 升到 20 000 mg/L，腐蚀速率提升 2.0 ~ 3.1 倍[8]。该井 $K_{Cl^-} \approx 2.2$。

2) H_2S 系数 K_{H_2S}：该井含有 10 mg/L 的 H_2S，水中 H_2S 含量从 0 增加到 20 mg/L 时，腐蚀速率通常增加 6 倍[9]，该井 H_2S 含量 10 mg/L，$K_{H_2S} \approx 3$。

3) 温度系数 K_{temp}：该处的井液温度是 80 ℃，温度每增加 10 ℃ 对应腐蚀速率提高 10%，温度系数 $K_{temp} \approx 1.1$[10]。

4) 流速系数 K_{vel}：据油套环形空间的井液流速在 0.1 ~0.5 m/s，属于中等流速，并存在冲刷腐蚀[11]，由于流动促进氧向金属表面输送，传质增强，每增加 0.3 m/s，腐蚀速率倍数约翻 1 倍，该井流速在 0.5 m/s，$K_{vel} \approx 2$。

5) 面积效应 A_C/A_A：阴极区面积和阳极区面积之比。

2.5　腐蚀速率计算模型

基于电化学腐蚀理论，特定条件下近似表达公式见式(4)。

$$\nu = \nu_0 \times K_{Cl^-} \times K_{H_2S} \times K_{temp} \times K_{vel} \times \sqrt{A_C/A_A} \quad (4)$$

式中：ν 为综合腐蚀速率，mm/a；ν_0 为基准腐蚀速率，mm/a；A_C 和 A_A 分别为阴极区面积和阳极区面积，m^2。

依据 J55 钢在氧浓差条件下，矿化度 5 000 mg/L，70 ℃时的基准腐蚀速率约为 0.1 ~1.0 mm/a，取值 $V_0 \approx 0.5$ mm/a。

根据曹楚南的电化学计算公式[12]，氧扩散控制面积系数是阴极区面积比阳极区面积开方 $\sqrt{A_C/A_A} = \sqrt{500/5} = 10$。因此，$\nu = 0.5 \times 2.2 \times 3 \times 1.1 \times 2 \times 10 \approx 72.6$ mm/a。

由于 Cl^- 和 H_2S 的协同作用，腐蚀速率理论计算结果约 72.6 mm/a，局部腐蚀深度更高。

某油田高含水油井的套管 139.7 mm×7.72 mm，用高含氧的热水洗井，1 年内油井的尾管和尾管对应的位置出现严重腐蚀，并造成套管腐蚀，证明了理论计算和实际情况一致。

2.6　滋生硫酸盐还原菌

由于套管丝扣间隙在 0.01 ~0.10 mm，氧浓差电池的缝隙腐蚀间隙在 0.025 ~0.1 mm，油套环形空间长期被含有溶解氧和 CI^- 的污水浸泡，氧浓差腐蚀产生的腐蚀产物，如 Fe_2O_3 在套管丝扣处堆积，为硫酸盐还原菌(Sulfate-reducing Bacteria，SRB)的滋生提供了理想环境。

SRB 是一种广泛存在于天然土壤和水体环境中的厌氧革兰氏阴性菌,能够在中温和中性 pH 环境下生存,并适应极端的温度和 pH 值条件。SRB 通过其代谢活动,如硫酸盐还原过程和氢化酶介导的氢氧化过程,生成腐蚀产物 FeS,从而显著加速金属的腐蚀。

2.7 H_2S 二次腐蚀

在代谢过程中,SRB 将硫酸盐还原为 H_2S,在 SRB 催化下其反应过程见式(5)。

$$SO_4^{2-} + 8H^+ + 8e^- \xlongequal{} H_2S + 2H_2O + 2OH^- \quad (5)$$

H_2S 具有腐蚀性,能与金属钢铁进一步反应,显著加快金属的腐蚀速率。H_2S 与铁反应生成 FeS,FeS 在水中虽能形成一层保护膜,但该膜疏松且不稳定,易脱落,导致金属表面持续暴露于腐蚀性环境中。另外,H_2S 还能与金属表面的其他腐蚀产物发生反应,进一步削弱金属的防护层,形成恶性循环,从而加速套管的腐蚀过程。这种由 SRB 导致的 H_2S 二次腐蚀,极大增加了套管腐蚀的风险,严重影响了油井寿命[13-14]。

3 溶解氧腐蚀检测困境与 Fe^{2+} 的指示作用

3.1 气体检测的局限性

在传统的油井气体检测中,主要采用气相色谱、电化学传感器等技术对 H_2S、CO_2 等气体进行分析。然而,由于溶解氧与金属反应迅速,采集的气体样本中溶解氧含量极低,几乎难以检得。因此,常规气体检测手段难以捕捉到溶解氧的存在,在分析套管腐蚀原因时,溶解氧腐蚀常被忽视,这也是其长期未获足够关注的主要原因。

3.2 Fe^{2+} 的指示作用

尽管难以直接检测到溶解氧,但水中 Fe^{2+} 浓度的变化为判断溶解氧腐蚀提供了重要线索。在溶解氧腐蚀过程中,金属铁不断被氧化为 Fe^{2+},导致水中 Fe^{2+} 含量显著增加。例如,在某油田的实际监测中,发现水中 Fe^{2+} 含量从 0.02 mg/L 激增至 12 mg/L,这一变化显著超出了该油田污水中 Fe^{2+} 的正常含量范围,可能对水质造成严重影响。通过定期、准确地监测油井水中 Fe^{2+} 的浓度变化,可间接推断溶解氧腐蚀的发生程度。

当 Fe^{2+} 浓度出现异常升高时,很可能存在溶解氧腐蚀。结合其他水质参数(如酸碱度、Cl^- 含量、SO_4^{2-} 含量等)及套管和油管的实际腐蚀状况进行综合分析,可更准确评估溶解氧腐蚀的危害程度。此外,通过跟踪 Fe^{2+} 浓度变化趋势,可及时发现溶解氧腐蚀的早期迹象,为采取有效的防控措施提供时间窗口。

4 案例分析

4.1 案例背景

临南油田的 150 多口油井在开采过程中频繁出现套管腐蚀问题。该油井采用常规的洗井工艺,使用未脱氧的油田污水进行洗井。在初级阶段,油田技术人员遵循传统方法,对油井内的 H_2S 及 CO_2 浓度进行了细致的检测与分析,并据此实施了防腐措施,例如添加高效缓蚀剂及选用耐腐蚀油管材料。然而,采取措施后套管腐蚀问题依然严峻,严重影响了油井作业,提高了开采成本。

4.2 检测与分析

为深入探究套管腐蚀的原因,技术人员对该油井的水样进行了全面检测。检测数据揭示,水样中 Fe^{2+} 的浓度竟高达 28 mg/L,这一数值远超正常标准。同时,对套管和油管的腐蚀产物进行了成分分析,发现其中含有大量与溶解氧腐蚀相关的 Fe_2O_3 成分,以及由 SRB 产生的 FeS[15-18]。

通过分析井筒内不同部位的氧浓度,发现筛管处存在明显的氧浓度差异,上部洗井富氧水层的氧含量较高,下部地层井液层的氧含量极低,证实了氧浓差腐蚀电池的存在。此外,在对拔出套管丝扣部位进行微观检测时,发现了严重的缝隙腐蚀现象。这种腐蚀形态与溶解氧引发的缝隙腐蚀特征相符,在油气井套管中是常见问题。

通过微生物检测,确定了套管丝扣内存在大量 SRB,进一步验证了 H_2S 二次腐蚀的发生。综合以上检测结果,明确了溶解氧腐蚀在该油井套管腐蚀中起到了关键作用。

4.3 改进措施与效果

基于上述分析,该油田对洗井工艺进行了全面改进。首先,运用先进的脱氧技术,结合真空脱氧与化学脱氧方法,对油田污水实施深度处理,确保溶解氧含量降至极低。洗井车采用浸没式加注,显著减少了热洗水与空气的接触,进而降低了溶解氧进入的风险;同时,优化洗井流程,精准控制洗井液流速,避免井筒负压导致空气吸入。全面监控入井液,一旦发现溶解氧含量超标,立即停止使用该洗井水,并投加脱氧剂以迅速降低其含氧量;同时,针对油井进入溶解氧在井筒内形成的氧浓差,在筛管下面安装牺牲阳极保护器,保护套管腐蚀。此外,定期对井筒进行杀菌处理,控制 SRB 的滋生,减少 H_2S 的产生。

实施改进措施后,对该油井进行了长期监测。结果显示,经过处理,水中 Fe^{2+} 浓度逐渐降低,恢复到正常范围,套管与油管的腐蚀速度显著放缓,套管腐蚀得到有效控制。未除氧前的套管腐蚀井统计图见图 3,密闭隔氧后的套管腐蚀井统计图见图 4。历经 8 年的持续观察,该油田的套管腐蚀井数量已从每年平均 10 口锐减至平均 2 口,油田生产恢复平稳,经济效益与社会效益可观[19-24]。

图 3　未除氧前的套管腐蚀井统计图

Fig. 3　Statistics on wells with casing corrosion before oxygen removal

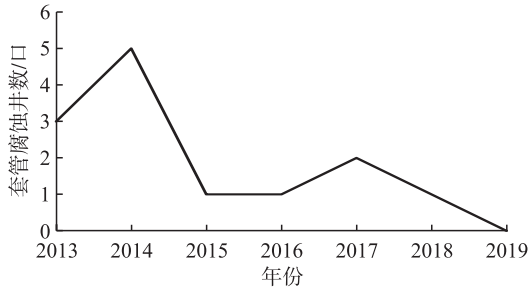

图 4　密闭隔氧后的套管腐蚀井统计图

Fig. 4　Statistics on wells with casing corrosion after sealing and oxygen isolation

5　预防和控制溶解氧腐蚀的综合策略

5.1　洗井工艺升级

深度脱氧技术应用方面：洗井作业前，采用多种脱氧技术相结合的方式，对油田污水实施深度脱氧处理。例如，首先采用真空脱氧技术，通过减压促使水中溶解氧释放，随后使用化学脱氧剂，例如 Na_2SO_3 与溶解氧发生化学反应，从而彻底清除剩余的溶解氧，见式(6)。

$$2Na_2SO_3 + O_2 \xlongequal{} 2Na_2SO_4 \qquad (6)$$

另外，膜分离脱氧技术也是可行选择，该技术利用具有高效选择性渗透的膜材料，将溶解氧有效隔离于水中，确保洗井液中溶解氧的浓度 <0.02 mg /L。

洗井流程优化：重新设计洗井流程，采用分段洗井、循环洗井等方式，使洗井液能够均匀分布在井筒内，避免在筛管处积聚过多的富氧水。同时，合理控制洗井液的流速和流量，避免因流速过快导致氧浓差加剧，或因流速过慢导致洗井效果不佳。通过优化洗井流程，可有效减少氧浓差腐蚀电池的形成，从而大幅度降低由溶解氧引发的腐蚀风险。

5.2　改变下泵位置

用油井四十臂井筒测试数据，精确分析套管腐蚀位置及程度，工程人员在管柱设计时，避开历史腐蚀严重区域，确保每次作业下泵位置不重复，预防同一位置套管多次形成氧浓差电池的阳极区使局部严重腐蚀，造成油井套管腐蚀。

6　结论

溶解氧腐蚀对油田油井套管腐蚀有重要影响，但长期以来，由于测试管比色测试中微量溶解氧的检测困难以及传统认知的局限，这一问题被长期忽视。在热洗施工过程中，井筒水检测管理的漏洞导致未脱氧的油田污水洗井，溶解氧的入侵成为腐蚀的主要影响因素。这导致了筛管处氧浓差腐蚀形成、套管油管的快速氧化和套管丝扣缝隙的腐蚀问题。此外，溶解氧的存在还促进了 SRB 的生长，进而导致 H_2S 的二次腐蚀，形成了更为复杂的腐蚀问题。尽管在气体检测中难以直接发现溶解氧，水中 Fe^{2+} 浓度的显著波动却成为揭示其腐蚀作用的关键指标。

通过实际案例分析可知，采取洗井工艺升级、密闭隔氧和脱氧，进行精细化管理，能有效预防和控制溶解氧腐蚀，解决油井套管腐蚀问题。未来油井生产中，需高度重视溶解氧腐蚀问题，加大相关研究和技术应用的力度，持续优化套管防护体系，以保障石油开采的安全高效与可持续发展。

参考文献：

[1] 冯耀忠. 提高油井缓蚀处理的有效途径[J]. 油气田地面工程，1994，13(2)：44-45.
Feng Yaozhong. Effective ways to improve corrosion inhibition treatment of oil wells [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 1994, 13 (2): 44-45.

[2] 喻智明. 注氮气驱井筒氧腐蚀行为研究[D]. 成都：西南石油大学，2017.
Yu Zhiming. Study on the behavior of nitrogen gas driven wellbore oxygen corrosion [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.

[3] 程海鹏，王东江. 氧浓差电池在油井内的腐蚀机理[J]. 石油化工腐蚀与防护，2014，31(1)：46-49.
Cheng Haipeng, Wang Dongjiang. Corrosion mechanisms of oxygen concentration cell in oil wells [J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2014, 31 (1): 46-49.

[4] 郭津年，黄亚敏，林连进，等. 低合金钢在海水中氧浓差腐蚀的研究[J]. 中国腐蚀与防护学报，1982，2(1)：59-66.
Guo Jinnian, Huang Yamin, Lin Lianjin, et al. The study of the oxygen concentration cell corrosion of low alloy steel in sea water [J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 1982, 2 (1): 59-66.

[5] 戈仁刚. 海洋油井套管断裂原因分析[J]. 全面腐蚀控制，2011，25(7)：45-48.
Ge Rengang. Failure analysis of marine casing [J]. Total Corrosion Control, 2011, 25 (7): 45-48.

[6] 贾恒磊，赵春平，汪　浩，等. 管线的氧浓差电池现象[J]. 管道技术与设备，2012(3)：51-52.

Jia Henglei, Zhao Chunping, Wang Hao, et al. Oxygen concentration difference battery phenomenon in pipeline [J]. Pipeline Technique and Equipment, 2012 (3): 51-52.

[7] 徐江峰,郝 健,黎 力,等. 油井垢下腐蚀的影响因素与防腐措施研究[J]. 材料保护,2023,56(3):159-165.
Xu Jiangfeng, Hao Jian, Li Li, et al. Influence factors of under-deposit corrosion and corrosion prevention in oil wells [J]. Materials Protection, 2023, 56 (3): 159-165.

[8] 张 萌,张骁勇,王吉喆. X80 管线钢在不同矿化度油田采出液中的腐蚀行为研究[J]. 焊管,2019,42(2):7-10.
Zhang Meng, Zhang Xiaoyong, Wang Jizhe. Corrosion behavior of X80 pipeline steel in the different-salinity oilfield fluids [J]. Welded Pipe and Tube, 2019, 42 (2): 7-10.

[9] 王明军. H_2S 含量对油气环境中 3Cr 钢腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护,2025,46(9):1-10.
Wang Mingjun. Effect of H_2S content on the corrosion behavior of 3Cr steel in oil and gas environments [J]. Corrosion and Protection, 2025, 46 (9): 1-10.

[10] 马文海,裴晓含,高 飞,等. N80 钢在模拟深层气井水溶液中的 CO_2 腐蚀行为[J]. 中国腐蚀与防护学报,2007,27(1):8-13.
Ma Wenhai, Pei Xiaohan, Gao Fei, et al. Corrosion behaviors of N80 steel in simulated water from deep gas-well containing CO_2 [J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2007, 27 (1): 8-13.

[11] 傅江悦,郭建喜,杨延格,等. 单相流冲刷条件下一种低合金高强钢的腐蚀行为研究[J]. 中国腐蚀与防护学报,2024,44(3):585-600.
Fu Jiangyue, Guo Jianxi, Yang Yange, et al. Erosion-corrosion behavior of a high strength low alloy steel in flowing 3.5% NaCl solution [J]. Journal of Chinese Society for Corrosion and Protection, 2024, 44 (3): 585-600.

[12] 曹楚南. 腐蚀电化学原理[M]. 3 版. 北京:化学工业出版社,2020.
Cao Chunan. Principle of corrosion electrochemistry [M]. 3rd ed. Beijing: Chemical Industry Press, 2020.

[13] 张世仑,王大威,黄 波,等. 南海 A 油田硫酸盐还原菌群落组成分析[J]. 工业微生物,2023,53(1):95-98.
Zhang Shilun, Wang Dawei, Huang Bo, et al. Analysis on the community composition of sulfate-reducing bacteria in the Nanhai Sea A oil field [J]. Industrial Microbiology, 2023, 53 (1): 95-98.

[14] 张艳梅,李 江,李泽兵,等. 硫酸盐还原菌腐蚀防治技术研究[J]. 当代化工,2024,53(9):2208-2213.
Zhang Yanmei, Li Jiang, Li Zebing, et al. Research on corrosion control technology of sulfate-reducing bacteria [J]. Contemporary Chemical Industry, 2024, 53 (9): 2208-2213.

[15] 余张玉,吴立群,王昭沛,等. 溶液中铁含量的测定方法综述[J]. 云南化工,2023,50(11):20-23.
Yu Zhangyu, Wu Liqun, Wang Zhaopei, et al. Review of methods for determination of iron content in solution [J]. Yunnan Chemical Technology, 2023, 50 (11): 20-23.

[16] 南 源,张泽佳,陈小娟,等. 油田水中铁离子含量测定方法的对比[J]. 科学技术创新,2020(36):41-42.
Nan Yuan, Zhang Zejia, Chen Xiaojuan, et al. Comparison of determination methods of iron ion content in oilfield water [J]. Scientific and Technological Innovation, 2020 (36): 41-42.

[17] 袁兰青,王 好,郭耀辉,等. 关于常压渣油铁离子含量高的原因以及降低铁离子方法探究[J]. 化学工程与装备,2017(7):37-39.
Yuan Lanqing, Wang Hao, Guo Yaohui, et al. Discussion on the reason of high iron ion content in atmospheric residue and the method of reducing iron ion [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2017 (7): 37-39.

[18] 赵盼青. 铁离子含量测定方法研究[J]. 生物化工,2017,3(3):70-73.
Zhao Panqing. Study on the determination method of iron ion content [J]. Biological Chemical Engineering, 2017, 3 (3): 70-73.

[19] 张蕴强,刘素平,陶立江,等. 中原油田胡 19 区块腐蚀问题综合治理[J]. 石油化工腐蚀与防护,2004,21(6):52-55.
Zhang Yunqiang, Liu Suping, Tao Lijiang, et al. Comprehensive corrosion control of Hu19 area production wells in Zhongyuan oil field [J]. Petrochemical Corrosion and Protection, 2004, 21 (6): 52-55.

[20] 魏双林. 密闭隔氧装置解决油田注水难题[N]. 中国化工报,2005-05-23(002).
Wei Shuanglin. Sealed oxygen-isolation device solves the water injection challenge in oilfields [N]. China Chemical Industry News, 2005-05-23 (002).

[21] 王汇川,孙广深. 高分子膜密闭隔氧技术在注水中的应用[J]. 油田地面工程,1995,14(1):13-54.
Wang Huichuan, Sun Guangshen. Application of polymer membrane closed oxygen isolation technology in water injection [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 1995, 14 (1): 13-54.

[22] 许立铭,董泽华. 油田污水处理系统的除氧与封层隔氧研究[J]. 油田化学,1992,9(3):230-233.
Xu Liming, Dong Zehua. An experimental study on oxygen scavenge and isolation of oilfield water by top oil layer [J]. Oilfield Chemistry, 1992, 9 (3): 230-233.

[23] 张顺兴. 油田注水密闭工艺流程的探讨[J]. 油田地面工程,1991,10(5):13-16.
Zhang Shunxing. Discussion on oilfield water flood close process flow [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 1991, 10 (5): 13-16.

[24] 高金庆. 油田采出水的密闭隔氧处理技术[J]. 石油工程建设,2009,35(S1):153-157.
Gao Jinqing. Hermetic oxygen exclusion disposal of oilfield produced water [J]. Petroleum Engineering Construction, 2009, 35 (S1): 153-157.