

川西地区体积压裂气井井底复合堵塞净化剂体系优化研究

尹 琅¹, 梁梦琰², 舒 煜^{2*}, 杨 灿³

¹中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院, 四川 德阳

²重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

³重庆燃气股份有限公司沙坪坝分公司, 重庆

收稿日期: 2026年5月13日; 录用日期: 2026年6月15日; 发布日期: 2026年6月25日

摘 要

针对川西体积压裂气井投产后井底复合堵塞导致产能下降的问题, 以研究区3口体积压裂气井为例, 明确了堵塞物组成并优化了解堵体系。堵塞物主要由压裂砂、黏土矿物、碳酸盐矿物及铁氧化物构成, 呈多矿物共存复合污染特征。基于组成特征优选土酸体系, 溶蚀与岩心渗透率恢复实验表明, 12% HCl + 3% HF土酸溶蚀率达57.62%, 明显优于单一15% HCl或3% HF体系, 处理后岩心渗透率可提高1.63~1.76倍。通过渗透剂、螯合剂、缓蚀剂和助排剂优选, 形成最终配方: 12% HCl + 3% HF + 0.6% OPE-3 + 5% DTPA + 5% SA1-3C + 1.0%~1.5% SA1-8。综合性能评价显示, 该体系配伍性良好, 表面张力和缓蚀性能满足施工要求, 具备良好的现场应用前景。

关键词

体积压裂气井, 井底堵塞, 土酸, 解堵剂, 配方优化

Optimization of Cleaning Agent Formulation for Bottom-Hole Composite Plugging in Volumetrically Fractured Gas Wells in Western Sichuan

Lang Yin¹, Menglong Liang², Yu Shu^{2*}, Can Yang³

¹Sinopec Southwest Oil and Gas Company Petroleum Engineering Technology Research Institute, Deyang Sichuan

²College of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

³Chongqing Gas Group Co., Ltd., Shapingba Branch, Chongqing

*通讯作者。

文章引用: 尹琅, 梁梦琰, 舒煜, 杨灿. 川西地区体积压裂气井井底复合堵塞净化剂体系优化研究[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(2): 301-309. DOI: 10.12677/jogt.2026.482035

Abstract

To address the problem of productivity decline caused by composite plugging in the bottomhole after production in volume-fractured gas wells in western Sichuan, three volume-fractured gas wells in the study area were taken as examples. The composition of the plugging materials was identified and the plug-removal system was optimized. The plugging materials consist mainly of fracturing sand, clay minerals, carbonate minerals, and iron oxides, exhibiting characteristics of multi-mineral coexisting composite contamination. Based on the compositional characteristics, a mud acid system was selected and optimized. Dissolution and core permeability recovery experiments showed that the dissolution rate of the 12% HCl + 3% HF mud acid system reached 57.62%, which was significantly higher than that of the single 15% HCl or 3% HF systems. After treatment with this system, the core permeability increased by a factor of 1.63 to 1.76. Through the optimization of penetrating agents, chelating agents, corrosion inhibitors, and cleanup additives, the final formulation was determined as: 12% HCl + 3% HF + 0.6% OPE-3 + 5% DTPA + 5% SA1-3C + 1.0%~1.5% SA1-8. Comprehensive performance evaluation demonstrated that the system has good compatibility, and its surface tension and corrosion inhibition performance meet the requirements for field operations, indicating promising prospects for field application.

Keywords

Volumetrically Fractured Gas Well, Bottom-Hole Plugging, Mud Acid, Plug Removal Agent, Formulation Optimizations

Copyright © 2026 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

体积压裂是当前非常规天然气储层高效开发的重要手段,通过形成人工缝网提高导流能力,间接增大单井产能。然而,随着压裂规模持续增大和加砂强度不断提高,部分气井在投产后逐渐产生井底及近井地带堵塞问题。该类堵塞通常并非由单一因素引起,而是压裂砂回流、地层微粒运移、无机结垢、金属腐蚀产物沉积及压裂液残余伤害等多种因素共同作用的结果[1]。堵塞一旦形成,不仅会造成油嘴、管柱及井下工具受堵,还会显著增加气井生产压差,降低裂缝导流能力和储层渗流能力,进而引起产量快速递减,严重时甚至导致停井。

川西地区气藏埋深大、储层条件复杂、压裂规模大,体积压裂气井在投产后返出黑色、黄色颗粒或沉淀物的现象较为常见,反映出较为典型的井底复合堵塞特征[2]。与单一矿物堵塞相比,复合堵塞具有组分来源复杂、污染物类型多样、作用机制耦合等特点,导致常规单一清洗措施往往难以同时满足对硅酸盐矿物、碳酸盐矿物及铁质沉积物的高效去除要求,现场解堵效果具有较强局限性[3]。因此,有必要从堵塞物成分识别入手,明确井底污染物的主控组成及致堵特征,并在此基础上构建兼具溶蚀能力、渗流恢复能力和施工安全性的净化剂体系,以提高川西地区体积压裂气井井底解堵作业的针对性和有效性。

本文以川西地区某区块3口井返出污染物为研究对象,通过元素分析明确堵塞物组成特征,结合复合堵塞物酸溶机理优选净化主剂,并进一步通过溶蚀实验、岩心渗透率恢复实验以及渗透剂、螯合剂、

缓蚀剂和助排剂筛选,对净化剂体系进行优化,以期形成适用于川西地区体积压裂气井井底复合堵塞治理的净化剂配方,为类似工况下现场药剂设计提供参考。

2. 污染物成分分析与净化主剂优选

2.1. 污染物成分分析

为明确川西地区体积压裂气井井底堵塞物的组成特征,对 C1、C2 和 C3 井返出污染物进行 EDS 元素分析。结果表明 C1 井返出物中 O、Si、Al 元素含量较高,同时含有较高含量 Fe,说明其主要成分包括压裂石英砂、长石或黏土矿物以及来自油套管腐蚀的铁氧化物;C2 井和 C3 井返出物中 C、O、Ca 元素含量较高,表明其主要成分为方解石等碳酸盐矿物,并伴有一定量铁氧化物。综合分析可知,3 口井井底堵塞物并非单一成分,而是由压裂支撑剂、黏土矿物和金属腐蚀产物共同构成的复合污染体系,其主要特征表现为硅酸盐、碳酸盐和铁氧化物共存。

2.2. 净化主剂优选

针对复合堵塞物中同时存在的硅酸盐、碳酸盐及金属氧化物等成分,单一酸液难以实现多类型污染物的同步有效去除。土酸(HCl 与 HF 复合体系)具有较强的适应性,其中 HCl 可优先去除碳酸盐和部分金属腐蚀产物,HF 则进一步作用于硅酸盐和黏土矿物,从而提高对复合堵塞物的整体溶蚀效率[4]。因此,优选土酸体系作为井底复合堵塞净化主剂具有较强的合理性,优选结果如表 1 所示。

Table 1. Optimization results of the main purification agent for pollutants

表 1. 净化污染物主剂优选结果

井号	主要污染物	次要/伴生成分	单一酸局限性	土酸优势
C1	压裂砂(SiO ₂)、长石/黏土(硅铝酸盐)	Fe7~68% (铁氧化物)	HF 对铁氧化物效果差;HCl 对硅酸盐无效	HCl 溶解 Fe, HF 溶解硅酸盐
C2	赤铁矿(Fe ₂ O ₃)、碳酸盐(C、Ca)	Si、Al、Cl、Au (标定物)	HCl 对硅酸盐无效;HF 对碳酸盐效果差且易生成 CaF ₂ 沉淀	HCl 先溶解碳酸盐和铁, HF 再处理硅酸盐
C3	方解石(CaCO ₃)为主	Fe、Nb 等金属氧化物	HCl 有效,但若含硅酸盐杂质则无法清除	HCl 为主, HF 辅助溶解硅质杂质

3. 酸液配方优化实验

3.1. 不同酸液体系溶蚀性能评价

为比较不同酸液体系对复合堵塞物的化学溶蚀能力,在 90℃ 条件下,将等量混合污染物样品分别与 15% HCl、3% HF 和 12% HCl + 3% HF 三种酸液反应 2 h,并测定各体系的溶蚀率。表 2 表明,15% HCl 体系对堵塞物的溶蚀率为 42.64%,3% HF 体系为 44.68%,而 12% HCl + 3% HF 土酸体系可达到 57.62%,

Table 2. Experimental results of dissolution by different acid systems

表 2. 不同酸液体系溶蚀实验结果

编号	解堵剂	滤纸质量 g	污染物质量 g	反应后质量 g	溶蚀率%
1	15% HCl	2.104	5.0118	4.9788	42.64
2	3% HF	2.1063	5.0108	4.8783	44.68
3	12% HCl + 3% HF	2.1031	5.0036	4.2236	57.62

明显高于两种单一酸体系。单一 HCl 虽然能够较好地溶解碳酸盐及部分铁氧化物，但难以有效去除硅酸盐类堵塞物；单一 HF 则主要针对硅质成分，对碳酸盐和金属氧化物的处理能力不足。土酸体系通过两类酸组分的协同作用，实现了对复合堵塞物中多种矿物成分的同时作用，因而在整体溶蚀能力上表现出更优的效果，不同酸液体系溶蚀能力对比图见图 1。由此可见，对于由压裂砂、黏土、碳酸盐及腐蚀产物共同组成的复合堵塞体系，土酸主剂较单一酸液具有更好的适用性。

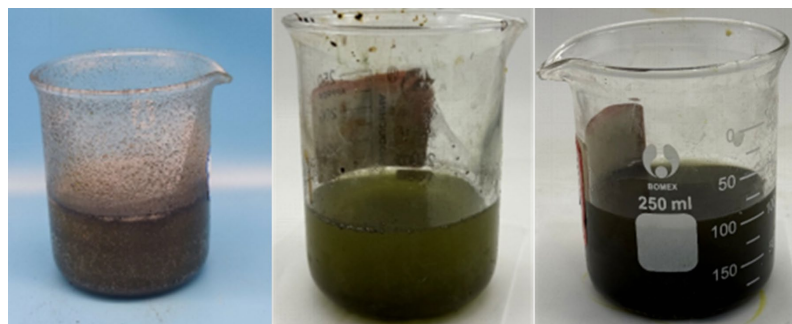


Figure 1. Comparison of dissolution rates of different acid systems on blockages

图 1. 不同酸液体系对堵塞物溶蚀率对比

3.2. 酸液体系对岩心渗透率的影响

溶蚀率能够反映酸液对堵塞物的化学去除能力，但解堵体系的实际应用效果还取决于其是否能够有效恢复储层渗流能力[5]。为进一步评价不同酸液体系的解堵效果，采用造缝后的目标区块岩心开展酸液处理实验，并测定酸化前后岩心液测渗透率变化。图 2 表明，15% HCl 处理后岩心渗透率提高 1.24~1.29 倍，3% HF 处理后提高 1.36~1.62 倍，而 12% HCl + 3% HF 土酸体系处理后，岩心渗透率提高幅度达到 1.63~1.76 倍，改善效果最为显著。说明土酸体系不仅能够更有效地溶解解除堵塞物，而且能够通过疏通孔隙喉道、改善裂缝导流条件和降低近井流动阻力等途径，显著恢复储层渗流能力。结合溶蚀性能和岩心

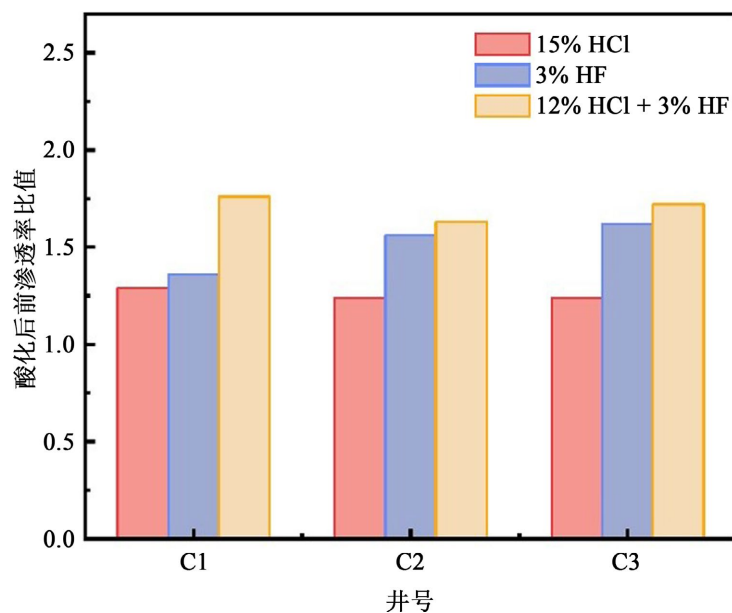


Figure 2. Comparison of core permeability ratios before and after treatment with different acid systems

图 2. 不同酸液体系处理前后岩心渗透率比值对比

渗透率恢复结果, 可以确定 12% HCl + 3% HF 为适用于川西地区体积压裂气井井底复合堵塞治理的优选主剂体系。

4. 功能添加剂优选及综合性能评价

4.1. 渗透剂与螯合剂优选

确定土酸主剂后, 为进一步提高体系对堵塞物表面的铺展和渗透能力, 减小界面阻力, 分别向主剂体系中加入不同类型渗透剂并开展溶蚀率实验。渗透剂的主要作用是降低酸液体系与堵塞物表面之间的界面阻力, 增强酸液对堵塞物孔隙、微裂缝和颗粒堆积间隙的进入能力。其属于非离子表面活性剂类助剂, 分子结构中一般同时含有疏水链段和亲水醚氧链段, 具有典型的两亲性结构特征。疏水基团可吸附于有机残留物、矿物颗粒或疏水性表面, 亲水链段则伸展于水相或酸液相中, 从而降低液固界面张力, 改善酸液在堵塞物表面的铺展能力[6]。

表 3 表明, 加入 0.6% OPE-3 后, 体系溶蚀率最高, 可达 71.35%~73.04%, 优于加入 PEP-30 时的 69.46%~71.00%。这说明 OPE-3 在改善酸液润湿铺展能力、增强酸液与堵塞物接触效率方面具有更好的作用效果。因此优选 0.6% OPE-3 作为净化剂体系的渗透剂。

Table 3. Experimental results of dissolution rate under different penetrant conditions

表 3. 不同渗透剂条件下溶蚀率实验结果

编号	添加药品	滤纸质量 g	堵塞物质量 g	反应后	溶蚀率
				滤纸 + 残渣质量 g	
1	0.6%渗透剂 PEP-30	1.0589	4.9635	1.8392	69.46%
2	0.6%渗透剂 PEP-30	1.0256	5.0247	1.7543	71.00%
3	0.6%渗透剂 OPE-3	1.0476	5.1008	1.6579	73.04%
4	0.6%渗透剂 OPE-3	1.0083	4.9216	1.6987	71.35%

酸液作用过程中, 溶出的金属离子可能重新沉积并诱发二次伤害, 因此有必要引入螯合剂以提高体系中金属离子的稳定性[7]。为此, 在优化后的主剂体系基础上, 对 EDTA、DTPA 和 HEDTA 三种螯合剂进行了筛选。DTPA 分子中含有多个羧基和氨基配位点, 能够与 Fe^{3+} 、 Fe^{2+} 、 Ca^{2+} 、 Al^{3+} 等多价金属离子形成较稳定的络合物。与 EDTA 和 HEDTA 相比, DTPA 具有更多可参与配位的官能团, 空间配位能力更强, 因此对多价金属离子的络合稳定性通常更好[8]。

图 3 表明, 加入 5% EDTA 时体系溶蚀率为 71.78%, 加入 5% HEDTA 时为 72.26%, 而加入 5% DTPA 时溶蚀率达到 76.10%, 表现出最佳效果。说明 DTPA 通过络合金属离子, 可降低游离金属离子浓度, 延缓或抑制二次沉淀形成, 其在稳定反应产物、降低二次沉淀风险及提升整体解堵效率方面更具优势。因此, 优选 5% DTPA 作为净化剂体系的螯合剂。由此形成的基础净化剂配方为 12% HCl + 3% HF + 0.6% OPE-3 + 5% DTPA。

4.2. 添加剂配伍性及助排性能评价

为保证优化体系具备良好的现场适应性, 在室温和 90℃ 条件下考察了缓蚀剂与助排剂同主体系的配伍性。表 4 表明, 各类添加剂与主体系总体配伍良好, 除 SA1-3C 高温缓蚀剂体系呈不透明状态外, 其余体系均表现为透明、无沉淀、无分层, 表明优化后的净化剂体系在常温和较高温度条件下均具有较好的化学稳定性, 能够满足现场混配和施工的基本要求。

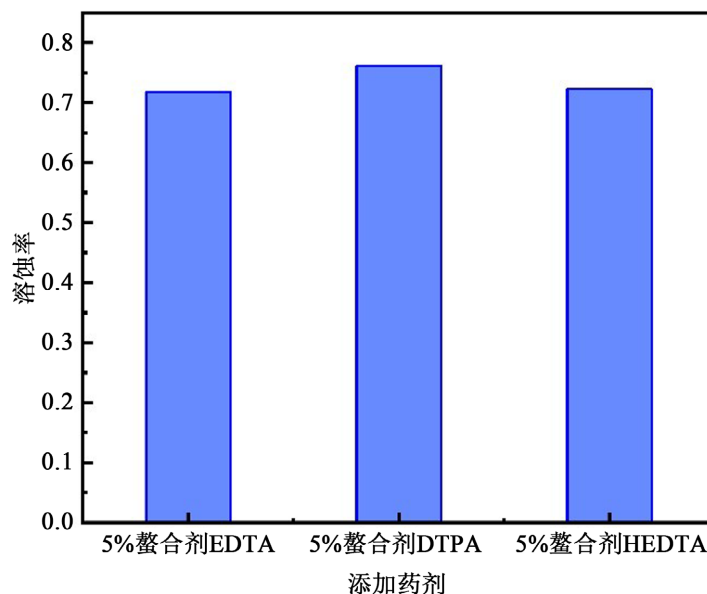


Figure 3. Comparison of dissolution rate under different chelating agent conditions
图 3. 不同螯合剂条件下溶蚀率对比

Table 4. Compatibility test results of additives

表 4. 添加剂配伍性实验结果

添加剂	温度/℃	颜色	透明度	沉淀	分层	
缓蚀剂	SA1-3A	室温	棕色	透明	无	无
		90	棕绿色	透明	无	无
	SA1-3B	室温	浅黄色	透明	无	无
		90	棕色	透明	无	无
	SA1-3C	室温	棕色	不透明	无	无
		90	棕色	不透明	无	无
助排剂	SA1-8	室温	无色	透明	无	无
		90	无色	透明	无	无

井底复合堵塞治理后,若残余液体不能及时返排,可能造成水锁、水相滞留或反应产物重新聚集,从而削弱解堵效果。因此,助排性能是评价净化剂体系现场适应性的重要指标。从表面活性剂作用原理看,助排剂分子通常具有亲水基团和疏水基团。亲水基团使其能够分散于水相或酸液相中,疏水基团则可在气液界面或液固界面定向排列,从而降低体系表面自由能。当助排剂浓度达到一定水平后,界面吸附趋于充分,体系表面张力明显下降,有利于降低毛细管阻力,促进处理液从孔隙喉道和裂缝系统中返排[9]。

在助排性能评价中,以蒸馏水表面张力 72.4 mN/m 为参照,对加入不同剂量助排剂 SA1-8 后的解堵液体系表面张力进行测试。图 4 表明,当 SA1-8 加量达到 1.0% 时,体系表面张力可降至 30 mN/m 以下,满足现场施工要求。综合助排效果与经济性,推荐 SA1-8 的加量范围为 1.0%~1.5%。

4.3. 腐蚀性能评价

酸液体系在高温井下环境中对管柱和井下金属工具具有较强腐蚀性,因此缓蚀剂是保证体系现场

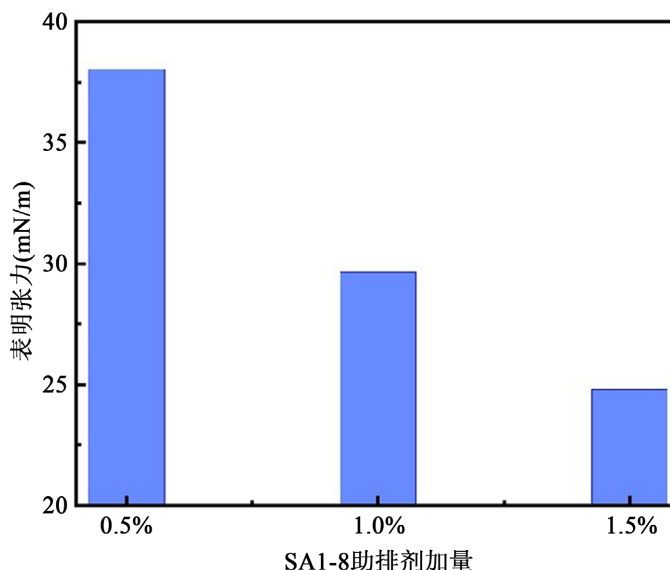


Figure 4. Performance evaluation results of cleanup additive

图 4. 助排剂性能评价结果

安全应用的关键组分。缓蚀剂分子中的极性基团优先吸附在金属表面，形成化学吸附或物理吸附膜；疏水链段向酸液相排列，降低腐蚀介质向金属表面的迁移速率；同时，吸附膜可减弱酸液中 H^+ 对金属的电化学腐蚀过程[10]。

依据 SY/T5405-2019 标准[11]，采用高温高压动态失重法评价了加入缓蚀剂 SA1-3C 后的优化净化剂体系在不同温度下的腐蚀性能。实验条件为压力 12 MPa、转速 60 r/min、反应时间 4 h。表 5 表明，在 120℃、140℃ 和 160℃ 条件下，优化体系对 P110 钢片的腐蚀速率分别为 15.42、22.74 和 54.68 $g/(m^2 \cdot h)$ ，均低于相应标准限值，说明 SA1-3C 能够有效抑制高温条件下酸液对金属材料的腐蚀，腐蚀后的钢片状态如图 5 所示。由此可见，优化后的净化剂体系在保证解堵效率的同时，兼具较好的施工安全性和现场推广应用基础。

5. 体系优化配方

综合上述分析，可以确定适用于川西地区体积压裂气井井底复合堵塞治理的最终净化剂体系为：12% HCl + 3% HF + 0.6% OPE-3 + 5% DTPA + 5% SA1-3C + 1.0%~1.5% SA1-8。该体系具有良好的配伍性、较低的表面张力和较好的高温腐蚀控制性能，能够满足现场施工的基本要求。

Table 5. Experimental results of high temperature and high pressure dynamic corrosion rate measurement

表 5. 高温高压动态腐蚀速率测定实验结果

实验编号	温度/℃	缓蚀剂加量/%	钢片编号	反应前质量/g	反应后质量/g	质量差/g	腐蚀速率 $g/(m^2 \cdot h)$
1	120	2	345	11.2256	11.1311	0.0945	17.37
2			346	11.2790	11.1951	0.0839	15.42
3	140	3	327	11.3733	11.2496	0.1237	22.74
4			394	11.3990	11.2732	0.1258	23.13
5	160	4	300	11.2603	10.9663	0.2940	54.05
6			367	11.3163	11.0188	0.2975	54.68

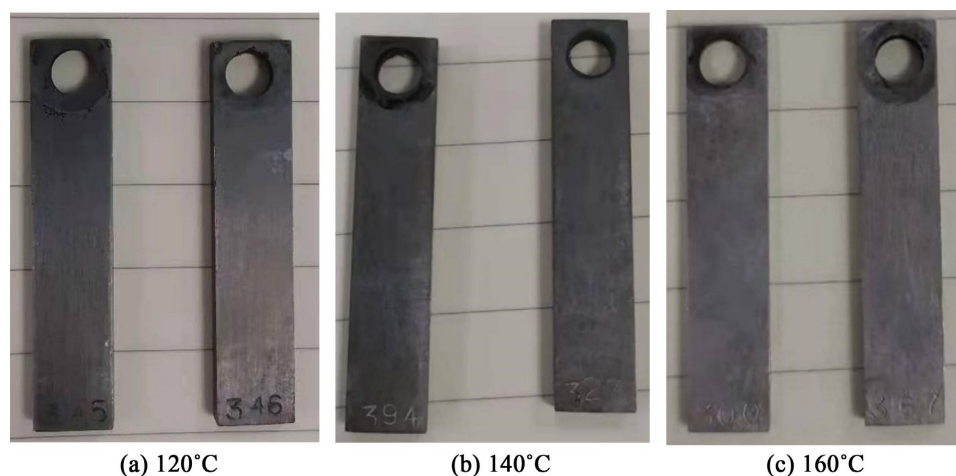


Figure 5. The state of steel sheet after high temperature and high-pressure dynamic corrosion rate measurement
图 5. 高温高压动态腐蚀速率测定后钢片状态

6. 结论

(1) 川西地区体积压裂气井井底及近井地带堵塞物具有明显的复合污染特征，主要由压裂砂、黏土矿物、碳酸盐矿物及铁氧化物等组成。由于堵塞物类型复杂，单一酸液难以同时兼顾多类堵塞成分的高效清除。

(2) 12% HCl + 3% HF 土酸体系对复合堵塞物表现出较强的综合溶蚀能力，其溶蚀率达到 57.62%，且经该体系处理后，岩心渗透率提高 1.63~1.76 倍，明显优于 15% HCl 和 3% HF 单一酸体系，说明该体系在井底复合堵塞治理中具有较好的应用潜力。

(3) 在土酸主剂基础上，通过功能添加剂优选，确定了 0.6% OPE-3 为渗透剂、5% DTPA 为螯合剂、5% SA1-3C 为缓蚀剂以及 1.0%~1.5% SA1-8 为助排剂，最终形成了适用于川西地区体积压裂气井井底复合堵塞治理的优化净化剂体系。

参考文献

- [1] 徐志鹏, 夏亚文, 苏徐航, 等. 碳酸盐岩高温储层自生酸体系研发与评价[J]. 应用化工, 2021, 50(9): 2344-2347.
- [2] 李荷婷, 代俊清, 李真祥. 四川盆地及周缘超深/特深探井降压改造的实践与认识[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 202-210.
- [3] Hany, G., Salaheldin, E., Saad, A., *et al.* (2021) Development of a Unique Organic Acid Solution for Removing Composite Field Scales. *ACS Omega*, **6**, 1205-1215.
- [4] 张金发, 李亨, 吴靖宇, 等. 特低渗透砂岩储层敏感性评价与酸化增产液研制[J]. 特种油气藏, 2022, 29(5): 166-175.
- [5] 刘倩, 问晓勇, 王文雄, 等. 低渗透致密油藏压裂用微乳增产助剂[J]. 油田化学, 2025, 42(1): 44-51.
- [6] Medina, J.A., Obasi, E.C., Elshehabi, T. and Saraji, S. (2023) Wettability Alternation and Interface Tension Modification for Enhanced Oil Recovery in Oil-Wet Carbonates: A Comparative Study of Different Surfactants. *Geoenergy Science and Engineering*, **225**, Article ID: 211637. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211637>
- [7] 程宇雄, 彭成勇, 武广瑗, 等. 海上 160 °C 高温砂岩气藏螯合酸解堵体系的研制与现场应用[J]. 油田化学, 2025, 42(1): 59-67.
- [8] Almubarak, T., Ng, J.H., Ramanathan, R. and Nasr-El-Din, H.A. (2021) Chelating Agents for Oilfield Stimulation: Lessons Learned and Future Outlook. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **205**, Article ID: 108832. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108832>
- [9] 王满学, 刘伟, 刘学文, 等. 聚合物微球堵塞物的解堵技术[J]. 油田化学, 2024, 41(3): 438-443.

-
- [10] Zhao, W., Li, N., Zhao, J., Yao, Y., Jiang, F., Wang, Y., *et al.* (2025) Preparation and Performance Evaluation of Ultra High Temperature Corrosion Inhibitor for Acidizing. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **15**, Article No. 164. <https://doi.org/10.1007/s13202-025-02080-x>
- [11] 国家能源局. 酸化用缓蚀剂性能试验方法及评价指标: SY/T 5405-2019 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2019.