

川渝地区泥页岩层段解卡用酸液配方的应用进展

崔文详, 张语涵, 张琪兰, 向婧钰, 樊迦密, 邢佳烨*, 谷昊昱

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年7月25日; 录用日期: 2026年9月17日; 发布日期: 2026年9月29日

摘要

川渝龙马溪组泥页岩水平井因高硅质(SiO_2 58%~83%)、强脆性、层理与微裂隙发育及长水平段钻进, 导致黏附卡钻与坍塌掉块卡钻频发, 事故占比15%~20%, 时效损失严重。环空间隙狭小的旋转导向工具更易发生“秒杀式”卡死, 常规机械震击与“寸提”法成功率低, 失败后常致侧钻或井眼报废, 且高温缓蚀失效易引发钻具酸蚀断裂等次生风险。现场表明, 卡钻呈“压差黏附-剥落坍塌-固相填埋”多机制叠加, 单一物理或常规盐酸处理难以高效解卡。酸液解卡技术通过溶蚀泥饼与掉块、降低摩阻恢复管柱活动性, 已从常规盐酸体系演进为集“靶向溶蚀-井壁稳定-钻具防护”于一体的协同定制化技术。当前应用以土酸-有机弱酸复合体系与乳化/泡沫酸缓速酸并重, 微乳酸等新型缓释体系在复杂工况下潜力突出, 泡酸与物理解卡协同工艺日趋成熟。但仍面临高硅硬脆性页岩靶向溶蚀机理不明、120℃以上高温缓蚀长效性衰减、解卡效率与井壁稳定平衡调控困难、区块差异化定制化配方缺失等瓶颈。未来需发展分子设计型功能酸液、智能缓控释体系及“解卡-防塌-缓蚀”一体化集成技术, 以突破现有难题, 提升川渝复杂地层解卡效率与安全性。

关键词

川渝泥页岩, 卡钻, 酸液解卡, 缓蚀剂, 应用进展

Advances in Acid Formulation Applications for Drillstring Unsticking in Sichuan-Chongqing Shale Reservoirs

Wenxiang Cui, Yuhan Zhang, Qilan Zhang, Jingyu Xiang, Jiami Fan, Jiaye Xing*, Haoyu Gu

School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: July 25, 2026; accepted: September 17, 2026; published: September 29, 2026

*通讯作者。

文章引用: 崔文详, 张语涵, 张琪兰, 向婧钰, 樊迦密, 邢佳烨, 谷昊昱. 川渝地区泥页岩层段解卡用酸液配方的应用进展[J]. 地球科学前沿, 2026, 16(9): 1350-1359. DOI: 10.12677/ag.2026.169120

Abstract

Horizontal drilling in Sichuan-Chongqing Longmaxi shale formations (SiO_2 58%~83%) faces high risks of differential sticking and caving/sloughing accidents (15%~20% of drilling incidents) due to strong brittleness, developed bedding/microfractures, long laterals, and narrow-clearance rotary steerable systems (RSS), often causing severe time losses. Conventional methods (mechanical jarring, incremental lifting) exhibit low efficacy, while high-temperature corrosion inhibitor failures can lead to secondary risks like acid-induced drillstring fractures. Field observations reveal multi-mechanism sticking (differential pressure adhesion + spalling/collapse + solid embedment), rendering traditional HCl treatments ineffective. Recent advances in acid unsticking technology focus on synergistic systems integrating targeted dissolution, wellbore stabilization, and drillstring protection. Key approaches include mud acid-organic acid composites, retarded acids (emulsified/foam acids), and microemulsions for complex conditions, coupled with acid soaking + mechanical unsticking protocols. However, challenges persist: unclear dissolution mechanisms in high-silica shale, limited corrosion inhibitor longevity above 120°C, balancing unsticking efficiency vs. wellbore integrity, and lack of block-specific formulations. Future research should prioritize molecular-designed acid fluids, intelligent controlled-release systems, and integrated unsticking-anticollapse-corrosion inhibition technologies to enhance efficiency and safety in these formations.

Keywords

Sichuan-Chongqing Shale, Differential Sticking, Acid Unsticking, Corrosion Inhibitors, Technical Advancements

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

川渝地区作为我国页岩气开发的核心战略区，其下志留统龙马溪组页岩地层既拥有非常规资源的规模潜力，也伴生着复杂地层钻井的高风险，在保障能源安全和推动清洁能源转型中占据重要位置。长水平段与多段压裂技术的规模化应用，使井筒穿越的复杂地层段大幅延长，井壁失稳与坍塌风险随之加剧，卡钻事故频发。特别是由井壁坍塌掉块与井眼沉砂共同诱发的复合卡钻，已对钻井效率和安全构成显著制约[1]。这类事故不仅导致非生产时间剧增、钻井成本飙升，更有可能引发井眼报废等灾难性后果，严重威胁页岩气开发的经济性与可持续性[2]。

本文所称“解卡酸液(Unlocking Acid)”特指以化学溶蚀为核心机理，通过溶解井壁垮塌物、疏通井眼通道，降低钻具与井壁摩擦阻力，从而实现钻具解卡与井眼畅通的化学剂体系。与常规钻井液、堵漏剂等功能剂不同，解卡酸液的核心性能侧重溶蚀效率、腐蚀控制以及与钻井液体系的配伍性。现场应用中的产品常为多功能复配体系，但本文综述聚焦于其“解卡”这一主导作用机制。

卡钻治理在常规油气井与简单地层中已有较长实践，机械震击、强拉强扭与泡油浸泡是典型的处置方式[3]。随着非常规开发推进，龙马溪组页岩的长水平段与复杂裂缝网络使“卡点位置不确定、有效作用距离不足、反复卡钻频发”逐渐成为技术常态，这也促使解卡酸液技术从被动的事后解卡，向事前预防与在线维护相结合的模式演进。

在川渝地区的实际应用中,若干挑战表现得尤为突出。超长水平段条件下,药剂的传输距离与有效作用范围之间的矛盾很难回避;解卡酸液与钻井液体系的配伍窗口通常较窄,配合失当反而可能加重井壁失稳;高温、高矿化度环境同时抬高了腐蚀控制与配伍性要求,平衡二者的难度更大;再加上技术选型准则与效果评价体系的缺失,现场解卡作业的成功率时常出现较大波动。

本文将对解卡酸液的化学体系与作用机理、现场工艺及评价方法进行系统梳理,结合典型案例讨论其技术经济特性,并在此基础上识别关键瓶颈,展望智能化与绿色化的发展方向。

2. 解卡酸液的化学体系与作用机理

2.1. 无机酸体系(如盐酸、土酸)

(1) 溶蚀机理:无机酸体系主要依靠强酸与井壁垮塌物之间的化学反应实现快速溶蚀,从而解除卡钻。垮塌物成分通常包括泥页岩中的碳酸盐胶结物、钙质结核以及钻井液滤饼,其实质是氢离子(H^+)与其中的碳酸盐、黏土矿物等反应,破坏结构完整性,使垮塌物分散或溶解,进而疏通环空通道。

(2) 代表性化合物:盐酸(HCl)是应用最为广泛的无机酸,对碳酸盐类物质表现出极强的溶蚀能力。对于含硅质矿物(如石英、长石)的垮塌物,则主要选用土酸,即盐酸与氢氟酸的混合物,借助氢氟酸(HF)有效溶解硅酸盐。

(3) 适用温压窗口与性能指标:酸岩反应速率随温度升高会显著加快。以 15%浓度的盐酸为例,常温下对碳酸钙的溶蚀速率约为 $0.5\sim 1.0\text{ g}/(\text{cm}^2\cdot\text{min})$,在 120°C 时可提高至 $2.0\sim 4.0\text{ g}/(\text{cm}^2\cdot\text{min})$,当然这些具体数值需要以现场配方实测为准。值得注意的是,高温在加速溶蚀的同时,也会加剧酸液对金属材料的腐蚀,因此高效缓蚀剂的配合使用必不可少。

2.2. 有机酸与螯合剂体系(如 GLDA、EDTA)

(1) 反应机理如图 1 所示:针对深层高温井,有机酸与螯合剂体系依据“低温缓速、高温深部反应”的机制实现高效解卡。其机理核心在于 GLDA 螯合剂中的氮、氧配位原子,可以像蟹钳一样通过配位键捕获 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} ,形成稳定的水溶性环状络合物。这一作用既能溶蚀金属胶结物并避免二次沉淀,又能保证酸液的深部穿透能力,从而彻底解除由固相嵌埋引起的卡钻故障[4]。

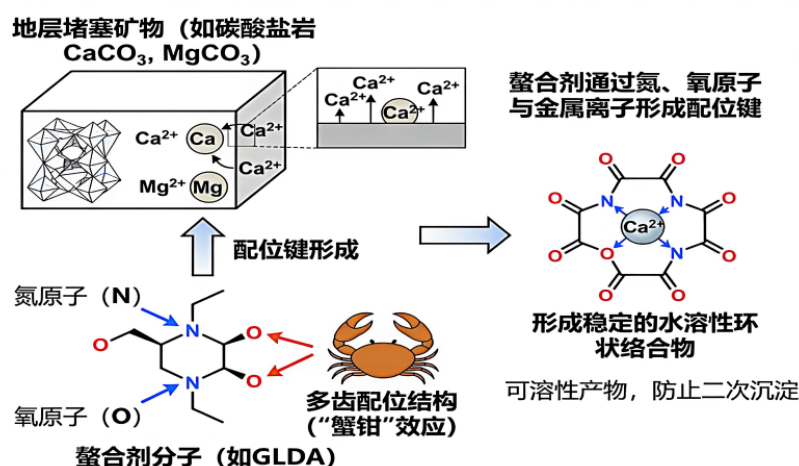


Figure 1. Schematic diagram of the reaction mechanism

图 1. 反应机理示意图

(2) 代表性药剂:乙酸(CH_3COOH)因腐蚀性低、作用相对缓和,常用于高温井或对腐蚀较为敏感的场

景。EDTA 及其盐类可作为高效的金属离子络合剂，尤其适用于处理由铁锈、钙镁垢等引起的复杂卡钻。此类体系常与缓蚀剂、铁离子稳定剂复配，以控制各种副反应。

(3) 动力学与热力学要点：有机酸的溶蚀过程多呈现出缓速长效的特征。螯合反应速率受 pH 值和温度的显著影响，需要维持在特定的 pH 窗口下才能获得最佳效果[5]。

2.3. 复合型与新型解卡酸液

(1) 无机 - 有机复配协同：这类体系旨在通过快速溶蚀、缓速深部穿透与络合稳定之间的协同效应来强化解卡效果。无机酸组分(如 HCl、HF)率先快速打开解卡通道，有机酸或螯合剂则承担深部处理与溶解产物稳定的功能，同时引入表面活性剂以改善润湿性并辅助乳化排液。典型配方可采用 6%~15% HCl 与 0.5%~3% HF 的组合，再复配 2%~3%的缓蚀剂、表面活性剂以及铁离子稳定剂和黏土稳定剂，由此实现高效解卡[6]。

(2) 绿色化发展方向：针对传统土酸体系高腐蚀性及废液处理困难的问题，绿色解卡酸液正朝着无氟化与多功能一体化的方向演进。其技术核心是采用可生物降解的有机酸(如甲酸、乙酸)与螯合剂(如 GLDA)进行复配以替代氢氟酸，从而实现低腐蚀速率、缓速溶蚀并抑制二次沉淀。在此基础上，配套使用绿色助剂与微乳化缓释技术，有助于降低药剂用量和废液毒性[7]，以满足川南页岩气等生态敏感区域的环保要求。

2.4. 性能评价指标体系

构建解卡酸液的性能评价指标时，可重点考察溶蚀、缓速、腐蚀与配伍四个方面。溶蚀能力需要区分对碳酸盐、硅酸盐及黏土矿物的差异化溶蚀率；缓速性能侧重于目标温度、压力条件下的反应速率和有效作用距离；腐蚀性指标关注 N80 与 P110 钢片的腐蚀速率及点蚀敏感性[8]；配伍性则涉及酸液与地层水、钻井液及压裂液的相容性以及二次沉淀的生成倾向[9]。常见解卡酸液性能评价指标见表 1。

Table 1. Comparison of different types of unsticking acid fluids
表 1. 不同类型解卡酸液类型对比

类型	主要机理	溶蚀/缓速	适用条件	优势	风险与控制要点
无机 - 有机复配酸	快速溶蚀 + 缓速深穿	溶蚀率高；速率快	常规碳酸盐岩卡钻	起效快、成本低	腐蚀性强、易二次沉淀
绿色螯合酸	螯合溶蚀 + 抑制沉淀	溶蚀率中等；速率缓	环保敏感区、高温井	低腐蚀、环保、防垢	成本高、对硅质溶蚀弱
有机缓释微乳酸	微乳包裹、缓慢释酸	溶蚀率可控；速率极缓	黏附卡钻、需深穿透	缓速性好、穿透深	遇固相易破乳、配伍性窄
碱性刻蚀剂	碱蚀硅质、弱化掉块	溶蚀率低；速率慢	高硅质页岩地块卡钻	针对性强、降强度	反应慢、对碳酸盐无效
泡沫酸	低密度、低滤失	溶蚀率中等；速率缓	低压、易漏失地层	携屑好、助排强	施工复杂、需配套设备

2.5. 不同解卡酸液体系的对比与适用性分析

川渝地区泥页岩解卡酸液体系横向对比差异显著，如表 2 所示：土酸与常规盐酸成本低(0.3~1.2 万元/m³)、溶蚀快，但有效半径 < 0.5 m，60℃时 N80 腐蚀速率达 3~5 g/(m²·h)，易产生二次沉淀，仅适用于中低温均质砂岩；氟硼酸与乳化酸将半径扩至 1~3 m，成本 2~8 万元/m³，但乳化酸破乳温度 < 140℃，氟硼酸 > 120℃缓速失效；螯合剂体系 150℃~200℃下腐蚀 < 4 g/(m²·h)、灰岩溶蚀率 48%，成本达 15~30

万元/m³，对白云岩和粘土溶蚀率分别仅 27%和不足 10%，仅适用于超高温高钙灰岩；泡沫酸与微乳酸分别擅长非均质转向和缓慢释放，但泡沫酸需 N₂ 设备且>120℃失效，微乳酸遇固相即破乳、对 K⁺/Ca²⁺敏感；碱性刻蚀剂与重垢清洗剂针对高硅页岩和有机垢，但反应极慢(10~24 h)或存在放热风险。总体而言，低成本体系牺牲安全与长效，高性能体系受限于成本与岩性，且数据多源自静态实验，不足以反映动态冲蚀、缓蚀剂高温降解等现场风险，实际选型须综合卡钻机理、矿物组成、温压条件及配伍性做定制化权衡。

Table 2. Comparison of key performance parameters of different types of stuck-pipe freeing acids
表 2. 不同类型解卡酸液关键性能参数对比

类型	主要成分	适用温度 /℃	腐蚀速率/ g·(m ² ·h) ⁻¹	溶蚀速率/率	有效作用 半径/m	成本区间/ 万元·m ⁻³	优势
常规盐 酸	10%~20% HCl	≤90	3~5 (60℃, N80)	碳酸盐溶蚀率 35%~70% (1 h)	<0.5	0.3~0.8	成本低、 起效快、 配制简单
土酸	8%~12% HCl + 1.5%~4% HF	≤100	≤3 (60℃, N80)	砂岩溶蚀 38%~61% (岩粉, 8 h)	0.3~0.8	0.5~1.2	对泥质/硅质溶 解能力强
有机酸	乙酸/甲酸	≤160	<1 (90℃)	碳酸盐溶蚀率 15%~30% (4 h)	1~2	1.5~3	腐蚀极低、 与原油相容性好
螯合剂 (GLDA/ HEIDA)	10% GLDA + 2.5% HEIDA + 10% MSA	150~200	<4 (200℃, N80/P110)	灰岩 48% (4 h)/白云 岩 27% (4 h)	3~10 (理论)	15~30	超高温低腐蚀、 缓速深穿透、 环保可降解
乳化酸	25%~31% HCl + 40%~50%柴油 + 乳化剂	≤140	受油膜保护 显著降低	灰岩 ≈ 50% (140℃)	受漏失 控制	5~8	缓速优异、 可悬浮堵漏剂、 边堵边酸
泡沫酸	6%~15% HCl + 0.5%~3% HF + 起泡剂 + 稳泡剂 + N ₂	≤120	≤3.0 (60℃)	岩芯溶蚀率 ≥ 6% (8 h)	1~3	2~4 (+设备)	选择性进入低 渗带、助排优秀
缓释 微乳酸	W/O 微乳 (乙酸:HF = 3:1) + 表面活性剂	80~120	极低 (酸被包裹)	岩屑溶蚀率 26%~32% (6 h)/ 缓速率 53%	2~5	8~15	纳米级粒径、 温控释放、兼具 润滑与酸蚀

2.6. 解卡酸液中的井壁稳定助剂及其配伍

酸液若过度渗入微裂缝或溶蚀井壁胶结物，可能诱发次生坍塌，配方中常复配助剂以维持井壁稳定：阳离子聚合物通过静电吸附抑制黏土膨胀；硅烷偶联剂形成化学键合保护层；纳米材料封堵微裂缝并改善泥饼质量；成膜型助剂在井壁表面形成隔离膜；可变形封堵剂挤入裂缝形成致密封堵。

配伍性是制约效果的关键：阳离子聚合物在 pH < 2 时吸附效率降幅可达 20%~40%；硅烷偶联剂在强酸中易水解断裂；纳米材料易团聚沉降；表面活性剂与聚合物存在竞争吸附；酸液中有机组分可能溶蚀沥青类封堵剂。配方筛选中应系统测试复配体系的防膨率、封堵率及滤失量，通过粒度分析和 ζ 电位评估分散稳定性，并开展岩心驱替试验综合评价其对渗透率的影响。同一助剂在不同条件下的表现差异显著，建立基于目标井岩心的个性化配伍评价，是实现从“配方模板”到“定制化方案”的关键。

3. 解卡酸液的现场应用工艺与模式

3.1. 卡钻事故特征

川渝地区泥页岩层段钻具卡滞事故呈现多场耦合特征，主要涵盖井壁坍塌型与岩屑床堆积型(砂桥)

两类机制，其工程响应具有显著的二元差异性，其机理如图 2 所示。

井壁坍塌型卡钻源于高脆性页岩在地应力集中、井眼轨迹偏斜及钻井液滤液侵入导致的水化弱化等多重因素下的力学失稳，剥落岩块在重力作用下沉积形成对钻具的机械嵌固或楔紧效应，致使环空有效流通截面积急剧减小；该过程具有极高的时间敏感性与突发性，工程参数表现为转盘扭矩与立管压力呈现非线性的同步激增[10]。

相比之下，岩屑床堆积型卡钻受流体力学机制主导，在 30°至 60°井斜角井段，受 Boycott 效应(倾斜管沉降加速效应)影响，钻屑易在井眼下侧形成非稳态岩屑床，循环停止或排量不足时岩屑床发生整体滑移，钻具下行产生的活塞效应将进一步将岩屑推挤压实，在缩径处或井底形成致密砂桥；该类事故初期隐蔽性强，循环参数往往无显著异常，但钻具运动阻力呈渐进式累积，表现为上提悬重非线性增加及下放遇阻点上移，演化过程具有较长的时间跨度[11]。

针对上述机制，需采取差异化防控策略：对于坍塌型风险，应优化钻井液体系，采用如聚乙二醇/纳米二氧化硅复合材料等高性能抑制剂以增强页岩稳定性并控制流体损失，同时结合实时地应力监测预测坍塌压力窗口；对于砂桥型风险，则需优化水力参数以确保临界携岩流速，并利用随钻监测技术识别岩屑床厚度及早期征兆。

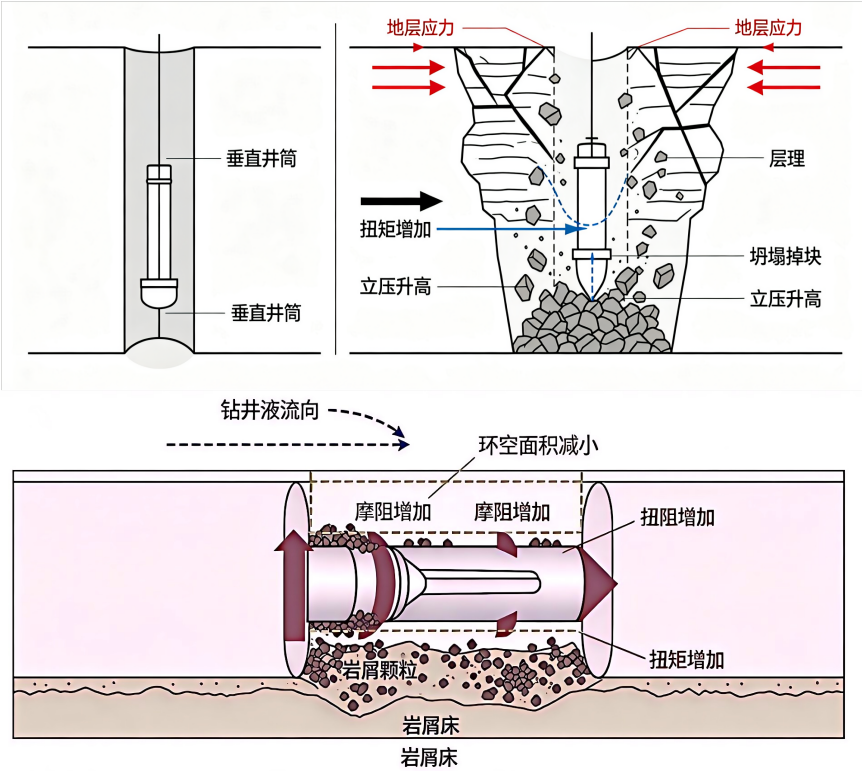


Figure 2. Comparative schematic diagrams of wellbore collapse-induced and cuttings bed-induced stuck pipe
图 2. 井壁坍塌型和岩屑床堆积型卡钻模式图

3.2. 与物理操作协同的阶梯式解卡模式

在川渝地区页岩气水平井作业中，解卡酸液深度融入“先物理、后化学”的阶梯式解卡理念。现场通常先借助理物理手段(如“寸提法”、“6321”作业法)尝试活动钻具，若未能解卡，则在建立循环通道的条件下，根据卡点岩性泵入针对性酸液进行浸泡，以溶蚀和削弱固相物质。化学浸泡结束后再次施加物

理操作，将弱化后的堵塞物震碎并循环出井，由此可以显著提高复杂卡钻事故的处理成功率。

3.3. 与压裂/酸化增产作业的协同工艺

解卡酸液同样可以应用于增产作业中的预防性解卡环节。在压裂或酸化施工之前，预先以小剂量解卡酸液作为前置液注入，能够清除近井地带的堵塞物，改善地层入口条件，从而降低后续施工作业压力。当压裂或酸化后出现返排不畅或产量未达到预期的情况时，也可利用解卡酸液进行解堵，疏通裂缝通道，以保障增产效果。

3.4. 应用效果监测与评价方法

评价解卡效果时，通常需要把工程参数、产出动态和直接验证这几方面的信息综合起来看。工程参数上，一旦泵压下降、循环恢复通畅、钻具活动阻力明显减小，一般就可以判断解卡已经奏效。如果面对的是解堵类作业，关注点则会转向油压、套压以及油气产量的恢复情况，这些是衡量效果的核心指标。有时如果条件允许，则可借助井下电视或测径仪直接观察堵塞物是否被清除，也能为效果判断提供更直观的依据。

3.5. 非酸性化学解卡与机械解卡技术

油基解卡剂通过渗透降低界面黏附系数，水基解卡剂以表面活性剂与润滑剂为主，典型产品在密度 $1.201.84 \text{ g/cm}^3$ 钻井液中的解卡时间为 518 min [6]。渗透剂-表面活性剂体系可削弱泥饼黏附，但对高固相、高压实泥饼效果有限。生物酶解堵剂通过特异性降解解除滤饼黏附，条件温和但周期较长。随钻震击器在直井段效果较好，但水平段因冲击力衰减对旋钻快速卡死基本无效；液压增力器与井下扭矩倍增器可在卡点附近产生数倍于地面的拉力或扭矩，适用于压差卡钻和键槽卡钻；连续油管切割作为最后手段会导致下部钻具损失。酸液解卡通过化学溶蚀适用于掉块与坍塌卡钻但存在腐蚀风险，非酸性化学解卡通过润滑渗透适用于压差黏附卡钻且无腐蚀，机械解卡适用于各类卡钻但产生机械应力。现场通常采用先机械尝试、次泡酸液、再辅以非酸性解卡剂的阶梯式策略[11]。

3.6. 新型解卡材料与技术前沿

新型高温缓蚀剂中，曼尼希碱类在 150°C 、15%盐酸中对 N80 钢缓蚀效率达 99%以上，席夫碱类在 90°C 、20%盐酸中对 P110 钢缓蚀率达 98.7%，纳米粒子增强体系(SiO_2 , TiO_2)兼具载体与填补膜缺陷功能。酸液中添加纳米 SiO_2 或碳纳米管可降低滤失、增强酸岩接触并在金属表面形成保护膜，腐蚀速率可降低 20%~30%。智能响应材料方面，pH 响应型微胶囊在近中性环境中稳定，进入卡点低 pH 区域后壁材溶解释放酸液；温度响应型微球超过低临界溶解温度时塌缩释放负载物，可通过调节聚合物组成将响应温度设计在目标地层温度窗口。上述技术成熟度差异明显：新型缓蚀剂已进入现场应用阶段，纳米流体仍处于实验室评价阶段，智能响应材料尚在概念验证层面。

4. 典型应用案例分析与技术经济性探讨

4.1. 川渝地区应用概览

川渝地区泥页岩层段地质构造复杂，井壁失稳与复合卡钻事故频发，对解卡酸液的高效溶解能力和井壁稳定效果都提出了严苛的要求。从技术演进的脉络来看，解卡技术已经从早期依赖单一酸液体系，逐步转向针对坍塌、沉砂、压差粘附等不同机理的复合酸液体系，并与定制化工艺相结合，以应对复杂工况下多样化的解卡需求。

4.2. 全国不同解卡酸液案例分析

川南某页岩气水平井在钻进至 4800 米时钻遇断层破碎带，随之发生井壁坍塌与沉砂复合卡钻，悬重从 120 吨骤增至 280 吨。现场决定采用“物理震击 + 化学解卡”的联合方案，向井内泵入 15 立方米含 12%盐酸和 3%氟硼酸的复合解卡酸液，同时加入防塌剂与缓蚀剂。关井浸泡 8 小时后，酸液对堵塞物形成了有效溶蚀，立管压力逐步下降，钻具悬重恢复正常，卡钻得以解除，避免了侧钻可能带来的巨大损失(表 3 中有全国范围内酸液解卡应用案例)。

Table 3. Comparison of field cases of stuck-pipe freeing with different acids
表 3. 不同类型酸液解卡现场案例对比

井号/区块	井况特征	卡钻类型	酸液配方	关键施工参数	处理结果
柳 109 井, 玉门油田	三开小井眼, 4048 m, 灰色白云质泥岩	钻头卡钻 (PDC 刀翼被掉块硬卡)	12% HCl + 3% HF + 2% HS-1 (土酸)	酸量 8 m ³ , 排量 0.5 m ³ /min, 浸泡 30 min, 每 5 min 顶替 0.5 m ³	解卡成功
YB205-1 井, 元坝气田	超深大斜度井, 6740 m, 长兴组灰岩, 压差大 (10~20 MPa)	压差卡钻 (第 3 次泡酸)	防漏型乳化酸 (25%~31% HCl + 柴油 + 乳化剂 + 堵漏材料)	酸量 20 m ³ , 排量 10 L/s, 静停 30 min 破乳后活动钻具	解卡成功(前 2 次常规酸/变黏酸均漏失失效)
GP25-17 井	灰岩井段	压差黏附卡钻	15% HCl + 1%铁离子稳定剂 + 1%缓蚀剂	酸量未详述, 停泵浸泡	解卡成功
胜利油田 5 口井(YM470-H2 等)	灰岩/砂岩/页岩, 120℃以下	压差卡钻、沉砂卡钻、掉块卡钻	有机缓释微乳酸 (W/O 型, 乙酸:HF = 3:1)	段塞注入, 浸泡 1 h	5 口井全部一次解卡成功
川南某页岩气水平井	4800 m, 龙马溪组, 断层破碎带	井壁坍塌 + 沉砂复合卡钻	12% HCl + 3% HBF ₄ + 防塌剂 + 缓蚀剂	酸量 15 m ³ , 关井浸泡 8 h	解卡成功, 避免侧钻
埕北 243 井, 胜利海上	明化镇油层, 多次生物酶解堵无效	近井堵塞 (非完全卡钻)	15% HCl + 2% HF + 0.5% AAS + 0.5%稳泡剂 B (泡沫酸)	主体酸 30 m ³ , N ₂ 900 m ³ /h, 关井反应 1 h	日产油 20.2 → 31.1 t (+54%)

4.3. 失效或效果不佳案例反思

反观一些解卡失败的案例，有几个共性问题值得注意。酸液体系选型不当是较为常见的原因之一，例如在压差粘附卡钻的情况下误用了高浓度酸液，不但加剧了腐蚀，还可能生成二次沉淀，使情况更为复杂。施工工艺参数不合理同样影响显著——酸液用量不足、浸泡时间偏短或返排过快，都会造成反应不充分，甚至诱发新的堵塞。还存在一个容易被忽视的问题，就是对于硫沉积、无机垢与坍塌物并存的复合堵塞，单一功能酸液的溶蚀范围有限，很难实现全面解堵。

4.4. 技术经济性初步分析

解卡作业的成本构成涵盖酸液、施工、停钻损失和废液处理等几个主要部分。单次批次浸泡解卡的费用大致在 30 万至 100 万元之间，投入不低，但一旦成功，则可以避免动辄数千万元的侧钻费用，经济效益上的优势相当明显。预防性维护方面，年化成本约为每井 20 万至 80 万元，虽然日常开支有所增加，却能够大幅降低恶性卡钻的发生概率，保障钻井周期。从全生命周期的视角来看，这种前置投入的经济性往往更好。

5. 当前挑战与存在问题

5.1. 技术瓶颈

技术层面的瓶颈在多个环节都有体现。川渝地区长水平段井筒的井眼轨迹本身就比较复杂，酸液能否在这种条件下有效部署并精准到达卡点位置，一直是影响解卡效果的关键因素，目前看来效率仍然偏低。泥页岩层段裂缝系统发育，滤失速度较快，这直接压缩了酸液的有效作用半径。进入高温高压井段后，酸液体系自身的稳定性以及反应动力学的调控难度都会明显增大。还有一个容易被忽略的问题是，酸液与钻井液、地层流体之间的配伍性往往不太理想，一旦出现二次沉淀或乳化堵塞，作业的不确定性就进一步增加了。

5.2. 腐蚀与安全问题

高浓度盐酸和氢氟酸这类解卡酸液对钻具、套管及井下工具的腐蚀性很强，所以在复配缓蚀剂的同时，必须做严格的材料相容性评估，两者缺一不可。安全方面的隐患同样不容小觑，酸液与地层中的硫化物等矿物发生反应，有可能生成硫化氢等有毒气体。这就要求现场配备密闭循环系统、气体监测装置和应急处置手段，整项作业的风险等级因此被推高了不少。

5.3. 环境与法规约束

解卡作业返排之后，剩下的废液里混杂着残余酸液、溶解出来的金属离子以及地层本身带出的有害物质，处理起来难度较大，成本也居高不下。环保法规在废液排放和处置上的约束这些年越来越紧，倒逼着研发方向向低毒、易降解、低腐蚀性的酸液体系倾斜，同时也要求建立比较完善的废液回收与资源化处理路径，让解卡作业能够在一个环境可承受的框架内运行。

5.4. 知识缺口

川渝地区泥页岩的矿物组成、地应力场和流体性质差异很大，但目前还缺少一套能够针对这些差异进行个性化酸液配方设计的理论，实际选型时经验判断的成分仍然较重。解卡酸液在复杂裂缝网络中如何运移、如何作用，这方面的机理研究积累也不够，限制了工艺参数的精确设计。当面对坍塌、沉砂、压差粘附等多种机制相互耦合的复合卡钻时，酸液与其他解卡工艺之间应该怎样协同、评价标准是什么，业界还没有形成统一的框架，难以为现场决策提供系统的理论支撑。

6. 未来展望

(一) 技术趋势：卡钻事故的解决路径正在向智能化与精准化方向靠拢。借助物联网技术，把井筒压力、温度、流量以及井下成像等多源数据整合为在线监测系统，再与机理模型和数据驱动方法相结合，可以较为准确地识别卡钻风险窗口和类型，进而联动智能加注设备，使解卡酸液能够自动、按需、定点投加。在川渝地区的长水平段井中，分段或脉冲式注入策略值得进一步探索，这样有助于提升酸液的有效作用距离和处理效率。

(二) 药剂创新：药剂研发的重心正在转向分子设计，目标集中在高效、低腐蚀且环境友好的解卡酸液上。其中，具备缓释、pH 响应或温敏特性的智能酸液体系尤其受到关注，这类体系可以在到达目标位置后才按需激活。除此之外，还需要开发与钻井液、地层流体配伍性更优的配方，并增强其在高温、高盐等极端工况下的稳定性。

(三) 工艺融合：把解卡与井壁稳定、防腐、增产等环节整合到一起，形成一体化解决方案，是工艺层面一个比较明确的方向。具体做法上，可以将解卡酸液与防塌剂、缓蚀剂等功能性处理剂进行科学复

配,形成多功能协同的作业流体。借助数字孪生井模型,可以模拟复杂卡钻事故的演化过程并优化处置方案,为现场决策提供更加直接的支持。

(四) 标准与规范:目前还缺少一套统一的解卡酸液性能评价标准与现场应用规范,填补这一空白显得比较迫切。需要针对不同的卡钻类型,制定相应的酸液选型指南,划定施工工艺参数的边界,并对作业后返排液的处理和 HSE 要求做出明确规定,以此推动解卡作业逐步走向标准化和规范化。

7. 结论

川渝地区泥页岩层段的卡钻事故机理复杂、类型多样,且常与井壁失稳相互耦合,这些工程特征在实践中表现得相当突出。解卡酸液体系通过化学溶蚀与井壁稳定的协同作用,将固结的岩屑床、坍塌物等堵塞物转化为可携带的形态,可以视为当前最具工程可操作性的核心处置手段。从现场应用来看,复合酸液体系与定制化施工工艺共同构成了作业的两个主要支撑,预防性维护也逐渐成为主流的技术思路。未来仍需在高效、智能、环保和一体化等方向上不断突破,才能保障川渝地区泥页岩油气资源的长期安全高效开发。

基金项目

重庆科技大学市级创新计划项目“川渝地区泥页岩层段解卡用酸液及配套缓蚀剂研究”,项目编号:S202611551031。

参考文献

- [1] 黎红胜,温慧芸,郑振国,等. 泡酸解卡技术在哥伦比亚 G-10ST5 井卡钻事故中的应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2022, 42(21): 155-158.
- [2] 李榕,陈宇,陈振良. 四川海相地层白油基钻井液泡酸解卡技术研究[J]. 石油工业技术监督, 2025, 41(12): 46-50.
- [3] 范玉光,杨恒林,付利,等. 川渝地区水平井卡钻类型与防治措施研究[J]. 西部探矿工程, 2020, 32(3): 87-90+93.
- [4] 胡亚男. 超高温碳酸盐岩酸化环境友好型螯合剂体系性能研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2024.
- [5] 栾晓伟. 复合酸液体系在定向小井眼酸化解卡中的应用[J]. 石化技术, 2026, 33(5): 132-133+113.
- [6] 乔东宇,陈若铭,郑义平,等. 高效解卡剂的研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(6): 24-26+92-93.
- [7] 曹华庆,燕建成,吴名睿. 页岩油气井旋转导向工具卡钻机理及防卡解卡工艺[J]. 复杂油气藏, 2025, 18(4): 404-411+450.
- [8] 陈洁. 川渝典型地区泥页岩地球化学特征及页岩气资源潜力研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国地质大学(北京), 2012.
- [9] 邓鑫,康志宏,陈阳阳,等. 川渝鄂地区龙马溪组页岩沉积环境及储集特征[J]. 东北石油大学学报, 2018, 42(2): 80-87+116+121-122.
- [10] 戴建全. 裂缝性碳酸盐岩地层解卡酸液体系研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(S1): 146-148.
- [11] 沈文敏. 泡沫酸酸化技术在曙光油田的应用[J]. 精细石油化工进展, 2015, 16(3): 12-14.