

含硫页岩气井溶硫剂的应用进展

崔文祥, 邢佳焯*, 谭钰蓉, 张 鉴, 杨诗琪

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年1月11日; 录用日期: 2026年1月23日; 发布日期: 2026年2月25日

摘 要

含硫页岩气井在开发过程中常伴随 H_2S /有机硫分解与压力-温度(P-T)路径突变, 引发元素硫(S_8)在井筒-近井地带析出、沉积与迁移聚集, 造成孔隙/裂缝有效流通截面缩减、管柱与地面集输受限, 表现为产量骤降、井口压差异常、频繁解堵与安全环保风险叠加。大量研究表明, 硫沉积具有“可逆溶解-再沉积”的动态特征, 单纯依赖机械清理或短周期酸化难以形成稳定治理。溶硫剂作为将固/液态单质硫转化为可流动、可携带、可回收形态的关键化学手段, 已从常规酸性气井的“事后救治”逐步发展为含硫页岩气长水平井的“事前预防+在线维护”技术。本文围绕溶硫剂类型(物理溶剂、化学溶剂、复合/新型体系)、作用机理(溶解-分散-络合/亲核开环)、现场应用模式(批次浸泡解堵、连续加注预防、与压裂/酸化协同)、效果评价与环境经济性进行系统梳理。综合分析认为: 当前工程上以DMDS等有机硫化物物理溶剂体系与胺类/含硫亲核试剂化学溶剂体系为两大支柱, 连续加注正在成为主流预防工艺; 但在长水平段输运、配伍与返排处置方面仍存在瓶颈, 未来需向智能化监测-自动加注与绿色分子设计融合演进。

关键词

含硫页岩气, 元素硫沉积, 溶硫剂, 解堵处理, 腐蚀控制, 应用进展

The Application Progress of Sulfur-Containing Shale Gas Well Sulfur-Reducing Agents

Wenxiang Cui, Jiaye Xing*, Yurong Tan, Jian Zhang, Shiqi Yang

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

Received: January 11, 2026; accepted: January 23, 2026; published: February 25, 2026

Abstract

During the development of sulfur-containing shale gas wells, H_2S /organic sulfur decomposition and

*通讯作者。

文章引用: 崔文祥, 邢佳焯, 谭钰蓉, 张鉴, 杨诗琪. 含硫页岩气井溶硫剂的应用进展[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(1): 29-37. DOI: 10.12677/jogt.2026.481004

pressure-temperature (P-T) path mutations often occur, leading to the precipitation, deposition, and migration-aggregation of elemental sulfur (S_8) in the wellbore and near-well areas, resulting in a reduction of the effective flow cross-section of pores/fractures, and restrictions on the tubing string and ground gathering and transportation. This manifests as a sudden drop in production, abnormal well-head pressure difference, frequent unclogging and the accumulation of safety and environmental risks. Numerous studies have shown that sulfur deposition has a “reversible dissolution-re-deposition” dynamic characteristic, and relying solely on mechanical cleaning or short-term acidizing is difficult to achieve stable treatment. Sulfurating agents, as a key chemical means for converting solid/liquid elemental sulfur into a flowable, transportable, and recyclable form, have gradually evolved from “post-treatment” in conventional acidic gas wells to “prevention + online maintenance” technologies for sulfur-containing shale gas long horizontal wells. This paper systematically reviews the types of sulfurating agents (physical solvents, chemical solvents, composite/new systems), their action mechanisms (dissolution-dispersion-complexation/nucleophilic ring-opening), on-site application modes (batch soaking for unclogging, continuous injection for prevention, and coordination with fracturing/acidizing), effect evaluation and environmental economy. Comprehensive analysis suggests that currently, the engineering field relies on organic sulfur-containing physical solvent systems (such as DMDS) and chemical solvent systems (such as amines/sulfur-containing nucleophilic reagents) as the two main pillars, and continuous injection is becoming the mainstream prevention process; however, there are still bottlenecks in long horizontal section transportation, compatibility and flowback disposal, and in the future, it is necessary to evolve towards intelligent monitoring - automatic injection and green molecule design integration.

Keywords

Sulfur-Containing Shale Gas, Sulfur Deposition, Sulfurating Agent, Unblocking Treatment, Corrosion Control, Application Progress

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

含硫页岩气兼具非常规资源的规模潜力与酸性气开发的高风险属性，是提升天然气供给韧性 & 保障清洁能源转型的重要资源类型。随着开发程度加深与井网加密，长水平段、多段压裂与复杂裂缝网络使井筒工况更趋复杂[1]。元素硫(S_8)在降压降温与气液两相携带条件下更容易析出沉积，导致近井渗流能力下降、产能快速衰减，并可能诱发管线局部堵塞、节流与分离系统波动，与 H_2S 腐蚀、硫化物应力开裂 (SSC) 风险耦合，形成显著的安全隐患。

本文所称“溶硫剂(Sulfur Solvent)”特指以化学溶解/反应溶解为核心机理，将固态或液态单质硫转化为溶解态、胶束/乳化分散态或络合态，从而实现携带排出与抑制再沉积的化学剂体系。其与缓蚀剂、结垢抑制剂等功能剂不同，重点考察溶硫容量、溶硫速率与可携带性。现场产品常为多功能复配体系，但本文综述聚焦“溶硫”主作用机制。

硫沉积治理最早多见于常规酸性气井与集输系统，典型处置为停井、溶剂浸泡与返排[2]。随着非常规开发推进，含硫页岩气井的长水平段与复杂裂缝网络使“堵塞位置不确定、有效作用距离不足、反复沉积频发”成为新常态，推动溶硫剂技术从“事后解堵”向“事前预防 + 在线维护”演进。

含硫页岩气应用的特殊挑战包括：长水平段内药剂分配不均与有效作用距离不足；与压裂液体系配伍窗口窄且可能增加返排处理负担；返排液中溶硫剂及含硫废物处置压力增大；缺少针对不同技术路线

的系统对比与工程选型框架。

本文系统梳理溶硫剂化学体系与机理、现场工艺与评价方法，结合典型案例讨论技术经济性，识别关键瓶颈并展望智能化与绿色化发展方向。

2. 溶硫剂的化学体系与作用机理

2.1. 物理溶剂类(如多硫化物、二烷基二硫化物)

(1) 溶解机理：物理溶剂主要依赖“相似相溶”与硫分子在有机相中的溶解-分散。对单质硫而言， S_8 环在非极性溶剂中溶解度有限，但在含硫有机溶剂(硫醚/二硫化物/多硫化物)中可通过分子间作用与形成更稳定的分散结构，提高表观溶硫量。

(2) 代表性化合物：二甲基二硫醚(DMDS)常作为溶硫溶剂基液，配合助溶/分散组分可提升溶硫能力并改善携带性[3]。工程上通常定位为“高溶硫容量、快速见效”的井筒/管线解堵溶剂，但需关注挥发性、可燃性与材料相容性。

(3) 适用温压窗口(示例量级)：随温度升高溶硫能力增强。假设性示例：DMDS基物理溶剂在 90°C 、10 MPa条件下有效溶硫容量约200~400 g/L，加入助溶/分散组分后可提高至400~700 g/L(需以现场配方实测为准)。

2.2. 化学溶剂类(如胺类、螯合剂)

(1) 反应机理见图1所示：化学溶硫强调“反应溶解”。可用机理文字描述：亲核试剂 Nu^- (如胺、硫代阴离子)攻击 S_8 环某一硫原子，形成开环中间体并进一步增长为 S_x 链，生成可溶的多硫化物/有机多硫化物，从而将低溶解度的环状 S_8 转化为更易溶解/分散的链状或络合形态。

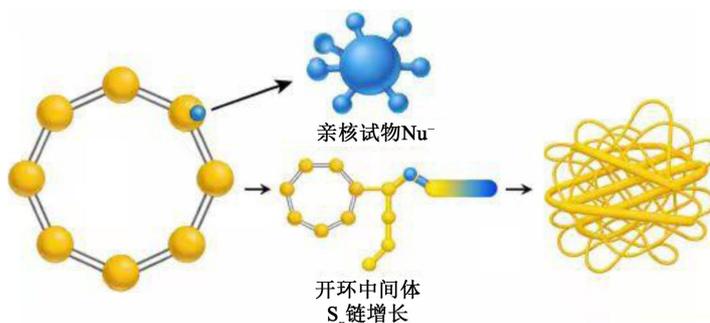


Figure 1. Schematic diagram of the reaction mechanism

图1. 反应机理示意图

(2) 代表性药剂：胺类体系可通过配方优化获得较高表观溶硫度；二硫代氨基甲酸盐(DTC)类(如DMBTC)可作为含硫亲核/络合型组分参与反应溶硫，并常与缓蚀/表活复配以控制副作用[4]。

(3) 动力学与热力学要点(示例)：化学溶硫常呈“快起效-受扩散限制”。假设性示例：某胺类复配溶硫剂在 70°C 下溶解速率约 $0.8\sim 1.2\text{ g}/(\text{L}\cdot\text{min})$ ， 90°C 可提高至 $1.5\sim 2.5\text{ g}/(\text{L}\cdot\text{min})$ ；平衡溶硫容量约150~350 g/L。

2.3. 复合型与新型溶硫剂

(1) 物理-化学复配协同：复合型体系通过“物理溶解/分散+化学开环/络合”实现协同。物理相降低硫颗粒团聚并提供溶解介质，化学相将 S_8 转化为更稳定的可溶形态，表活/助溶相改善润湿与传质。

(2) 绿色溶剂与纳米流体增强：在环保约束趋严背景下，生物基溶剂与低毒表面活性体系用于降低 VOC 与气味风险；纳米流体增强通过改变界面行为与稳定分散，提高溶硫产物携带与抗再沉积能力[5]。关键在于高盐、高温、含烃环境下维持稳定并控制储层润湿性影响。

2.4. 性能评价指标体系

建立“溶硫-腐蚀-配伍-携带”四维指标[6]：溶解容量(g/L, 区分真实溶解与表观分散)、溶解速率(目标 T、P、含水率下降)、腐蚀性(腐蚀速率与 SSC 敏感性)、热稳定性(老化后有效成分保持率)、相容性(与地层水/凝析油/压裂液)、携带与再沉积倾向(回收率与再沉积临界条件)不同类型溶硫剂对比见表 1。

Table 1. Comparison of different types of sulfur dissolving agents

表 1. 不同类型溶硫剂对比

类型	主要机理	容量/速率(示例)	适用条件	优势	风险与控制要点
DMDS 类物理溶剂	溶解/分散	200~700 g/L (随 T 升高)	中高温、井筒/管线	起效快、容量高	易燃/气味；相容性与 HSE
胺类化学溶剂	亲核开环/多硫化生成	150~350 g/L；速率随 T 升高	需控腐蚀、控配伍	反应性强、可调性高	腐蚀敏感；返排处理压力
DTC/含硫亲核体系	亲核/络合辅助	依配方而定	复配为主	协同提升溶硫与稳定性	副反应与材料影响需评估
物理-化学复配	溶解 + 反应协同	综合性能较优	窗口需实测	兼顾容量与携带	配方窗口窄、评价复杂
绿色/纳米增强	界面调控 + 稳定分散	趋势性提升	环保约束场景	低毒低 VOC 潜力	稳定性与成本待验证

2.5. 国际主流溶硫剂产品与配方路线

国际工程实践中，溶硫剂产品(或配方路线)通常沿两条主线演进：

油基高溶硫溶剂 + 分散/携带组分；(ii) 反应型溶硫组分 + 缓蚀/配伍组分(溶硫-缓蚀一体化)。两类路线的关键差异集中在溶硫容量、挥发/安全性、与水相/压裂液体系的配伍窗口以及返排处置难度等。

(1) 油基/芳香溶剂路线(diesel、aromatic naphtha、烷基萘、芳香醚/联苯类等)：在超酸性气藏场景的公开研究中，曾对多类油基溶硫剂进行实验筛选，柴油、芳香溶剂油及专用油基溶硫剂被作为候选并在材料相容性与 HSE 约束下进行综合优选。

部分专利进一步提出采用二苯醚、烷基化联苯/三联苯等低蒸汽压溶剂下井溶硫，以降低挥发损失并减少化学品消耗。

(2) 含硫有机溶剂(DMDS 等)：在酸性气井硫沉积清除中，“DMDS 溶剂洗井/溶剂冲洗”在专利与现场叙述中较为常见，可与注水/冲洗等工艺耦合以降低再沉积频率。

该路线优势是起效快、油基溶硫能力强，但需重点关注易燃、气味/挥发以及材料相容性与现场密闭加注要求。

(3) 反应型溶硫剂与“溶硫-缓蚀一体化”产品：针对极端酸性环境，公开文献报道开发了“溶硫剂+缓蚀剂”一体化产品，并提出以硫吸收量、沸点、乳化倾向、腐蚀/点蚀风险等作为筛选指标，在高 H₂S/CO₂ 条件下开展溶硫效率-腐蚀协同评价。

(4) 水基分散/增溶路线(表活/分散剂)：为降低 VOC 与火灾风险，一类思路是通过表面活性剂/分散剂将 S₈ 稳定在水相(胶束/乳化分散态)；相关专利提出绿色表活用于硫分散与清洗、抑制水系统硫污堵。

3. 溶硫剂的现场应用工艺与模式

3.1. 井筒堵塞特征

现阶段研究区井筒堵塞主要表现为渐积式堵塞与架桥式堵塞两种典型类型，模式图见图2，二者在形成机制与生产响应特征方面存在显著差异。

其中，渐积式堵塞(详见下图)的形成机制与动态响应特征如下：该类堵塞源于气相介质中单质硫组分发生相变析出，并以固相形态持续沉积于油管内壁表面；随着沉积过程的持续进行，固相沉积物的厚度呈现逐步增大的变化趋势，进而对油管的有效流通截面形成持续性侵占，最终引发油管通道的渐进式缩径[7]。在生产动态响应层面，渐积式堵塞引发的生产参数变化具有显著的同步性特征，具体表现为油井运行过程中的油压与天然气产量呈现同步波动的变化规律；同时，从堵塞诱因出现到生产参数呈现明显异常的全过程，具有响应周期较长的特点。

与之相对，架桥式堵塞的形成机制与生产响应特征具有鲜明的独特性：该类堵塞的发生起始于附着在油管壁面的固相沉积物出现剥离与松动现象；剥离后的块状固相颗粒在井筒内流体的携带作用下发生运移，当颗粒运移至井筒流通通道的狭窄部位或关键节点时，会发生架桥滞留现象，进而形成块状固相填充物对井筒通道的快速封堵[8]。在生产动态响应层面，架桥式堵塞发生前期，油井的油压与天然气产量并未表现出明显的异常波动迹象，整体维持在相对稳定的区间范围内；而堵塞现象的显现则具有突出的突变性特征，往往在短时间内造成井筒流通通道的急剧堵塞，且从沉积物松动剥离到井筒形成有效封堵的全过程，具有响应时间相对较短的显著特点。

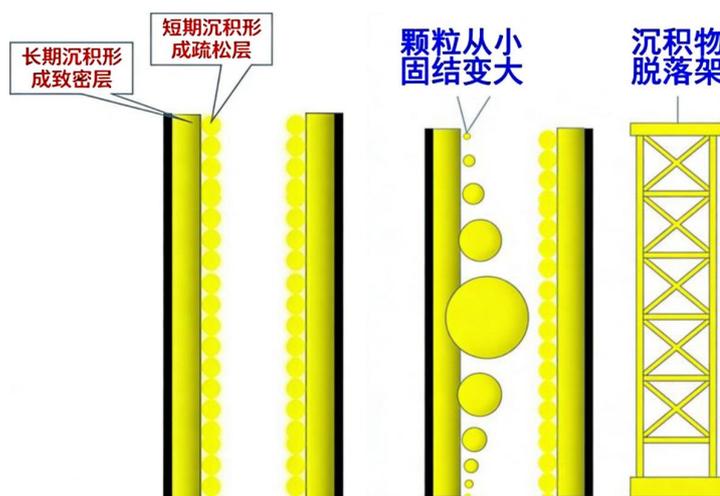


Figure 2. Progressive blockage pattern diagram; bridge-type blockage pattern diagram
图2. 渐积式堵塞模式图；架桥式堵塞模式图

3.2. 批次注入解堵工艺

针对已发生沉积的“救治型”措施，典型流程为：停井降压→必要的置换/隔离→溶硫剂分段泵注→关井浸泡(6~12 h 常见)→分级返排与回收处理→逐步恢复生产。关键参数包括注入量(按疑似沉积体积与井筒容积核算)、浸泡时间与返排压差控制，以降低二次析硫。

3.3. 连续加注预防工艺

连续加注的核心是在硫析出“临界窗口”附近形成稳定化学环境，使新析出的硫被即时溶解/分散并

随产出携带离开。常见实现方式为地面计量泵 + 毛细管下入至目标深度，或采用化学注入阀/智能完井实现定点投加与闭环控制[9]。加注点需结合井筒温压剖面与节流位置优化，流程优化图见图 3。



Figure 3. Typical process flow diagram for continuous injection of sulfur-reducing agents into shale gas wellbores

图 3. 页岩气井筒连续加注溶硫剂的典型工艺流程图

3.4. 与增产作业的协同工艺

溶硫剂可在压裂液中低剂量预添加以抑制近井沉积，或作为压裂后置/清理液用于返排通道维护。需系统评估与减阻剂、交联剂、破胶剂等的配伍性，重点关注乳化、黏度变化与返排水处理负担，避免诱导二次堵塞。

3.5. 应用效果监测与评价方法

多采用“产能 - 压温 - 组分 - 成像”多源证据链：产能恢复与递减曲线、井口压力/温度异常、采出液固相硫与过滤残渣分析、井下摄像/测径验证，以及腐蚀挂片/电阻探针形成长期风险评估闭环。

4. 溶硫剂在页岩气特异性研究

4.1. 溶硫剂在页岩纳米孔隙 - 裂缝体系中的输运机制

页岩储层呈现“裂缝主导对流 + 基质纳米孔隙主导扩散/自吸”的多尺度输运格局。溶硫剂在井筒-近井裂缝区以对流输运为主；进入基质后受毛管自吸、分子扩散与孔喉限域效应控制，导致有效作用距离与作用时间显著受限。在纳米孔隙尺度，气体输运研究普遍需要同时考虑滑移流、Knudsen 扩散与表面扩散等机制，其中表面扩散被认为在富有机质纳米孔中具有重要贡献。虽然溶硫剂多属于液相/复相体系，但相同的“限域与界面主导”特征意味着：提高药剂润湿 - 自吸能力、降低界面张力并构建稳定纳米疏水微环境(胶束/微乳)是提升基质作用效率的关键。

分子模拟研究指出，孔限域效应有利于 S_8 在 H_2S 中的溶解，从机理上支持“纳米孔内溶硫行为可能不同于体相”的观点。

因此，面向页岩气的溶硫剂评价应避免仅用常压体相溶硫数据外推，建议引入高压视窗池/微流控 -

纳米孔模型开展溶硫 - 再沉积动力学测试。

4.2. 与页岩矿物/有机质相互作用及潜在储层效应

溶硫剂通常包含溶剂、表活、胺/亲核组分及缓蚀组分等, 进入储层后可能发生: (i) 在黏土矿物与有机质表面的吸附/解吸; (ii) 润湿性与孔喉连通性改变; (iii) 对金属离子/硫化物的络合及再沉积边界迁移。这些效应会直接影响返排效率与长期产能。公开实验表明, 滑溜水与页岩长期接触会改变孔结构与吸附能力: 在 100℃、50 MPa、72 h 条件下, Longmaxi 页岩样品平均纳米孔径由 4.29 nm 增至 4.78 nm, 甲烷吸附量由 1.23 mmol/g 降至 0.95 mmol/g。这提示“流体 - 岩石相互作用”可能重塑纳米孔表面, 从而影响溶硫剂在孔壁的吸附与有效传质。在聚合物减阻剂方面, 有研究指出 PAM 在页岩表面吸附会导致溶液黏度随时间下降, 报道约 34% (5 天尺度)。

因此, 若溶硫剂计划与滑溜水体系同井混配或作为返排维护液使用, 需要重点评估其对减阻剂/流变性能的影响及竞争吸附行为。

4.3. 与滑溜水压裂液体系的化学配伍性

滑溜水体系通常包含减阻剂(PAM/HPAM 等)、表活/助溶剂、黏土稳定剂(NaCl/KCl 等)、杀菌剂、阻垢剂与破胶剂等。溶硫剂并入该体系时, 主要风险点包括: 乳化/分层、减阻与流变性能衰减、破胶残渣增加、金属离子诱导沉淀以及返排水处理负荷上升。从“水基溶硫”角度, 经典研究表明表面活性剂可将 S_8 在水中的溶解度提升至显著高于纯水水平(可达 5000 倍量级增溶)。

近期工作进一步证明胶束增溶的 S_8 仍可发生后续硫转移反应。这意味着通过微乳/胶束设计, 有机会在不引入高 VOC 油基溶剂的前提下实现溶硫与携带。纳米材料改性滑溜水的公开实验也提供了“纳米载体 + 溶硫组分”耦合的参照 MoS_2 纳米片改性滑溜水报道最大减阻率 76.3% (20℃), 并改善高温剪切后的黏度保持与自吸剥离效果。

5. 典型应用案例分析与技术经济性探讨

5.1. 国内外典型应用概览

国内以四川盆地相关区块为代表, 井筒堵塞常呈复合性, 可能与硫沉积、硫化物(如 FeS)、无机盐垢与腐蚀产物耦合; 国外可借鉴酸性气井溶硫与连续加注的成熟经验, 强调在线化学维护以降低停井频次。

5.2. 成功案例分析

以普光某长水平井“连续加注预防 + 阶段性强化清洗”为例。水平段约 2500 m, 多段压裂后投产 3~6 个月出现压差上升与产量下滑。采用 DMDS 基复配体系连续加注(20 L/d), 并在压差异常时实施强化泵注(1~2 m³)浸泡 8 h。硫堵报警事件由每月 2 次降至每季度 1 次; 强化处理后日气量恢复 25%~40%, 有效期 60~120 d。

5.3. 失效或效果不佳案例反思

失效共性包括: 剂型选择不当(忽略硫疏水性与携带需求)、工艺参数错误(注入量不足、浸泡不足或返排压降过快导致再沉积)、地层条件复杂(裂缝深部沉积占比高或堵塞物以无机垢/腐蚀产物为主, 单一溶硫体系难以奏效)。

5.4. 技术经济性初步分析

成本构成包括药剂成本、作业成本(停井损失、泵注/毛细管设备、HSE)与返排处置成本。假设性量级:

批次解堵单次约 20~80 万元/井次, 有效期 30~120 d; 连续加注年化约 15~60 万元/井·年, 可显著降低停井次数与产量波动; 与压裂协同边际成本较低但对配伍与处理要求高。

6. 当前挑战与存在问题

6.1. 技术瓶颈

主要瓶颈包括: 长水平井药剂分布不均; 复杂裂缝网络中传输与作用效率低; 高温高压条件下稳定性不足; 表活/有机溶剂可能改变润湿性、引发乳化残留造成潜在储层伤害。

6.2. 腐蚀与安全问题

部分化学溶硫体系及产物可能提高腐蚀风险, 需要缓蚀复配与在线监测; DMDS 等溶剂可能具有挥发性、可燃性与强气味, 现场需密闭加注、防爆与泄漏监测, 并开展材料相容性评估。

6.3. 环境与法规约束

返排液中溶硫剂及含硫有机物/固废处置要求趋严, 推动低毒、可降解与低 VOC 体系研发, 并要求建立回收与资源化路径。

6.4. 知识缺口

缺乏面向不同页岩矿物组成、流体性质与含水率的个性化配方设计理论; 连续加注的长期效能数据与全寿命成本统计不足; 复合堵塞(硫沉积 + 无机垢 + 腐蚀产物)情景下的联合治理评价框架仍待统一。

7. 未来展望

(1) 技术趋势: 智能化、靶向化。发展基于物联网的压温、流量、含硫组分与腐蚀信号在线监测, 结合机理模型与数据驱动方法识别析硫窗口, 并联动计量泵/注入阀实现自动加注与强度调节。对长水平井探索多点投加与分段脉冲策略。

(2) 药剂创新: 分子设计导向的高效、低腐、环保型溶硫剂; 发展纳米载体、缓释型、pH 响应/温敏型智能体系, 并提升极端条件(超高温、超高压、高盐)适应性。

(3) 工艺融合: 溶硫与解堵、增渗、防腐等一体化解决方案; 与数字孪生井模型结合实现优化决策。

(4) 标准与规范: 建立统一的溶硫剂性能评价标准与应用规范, 明确测试边界与 HSE/处置要求。

8. 结论

含硫页岩气井硫沉积具有位置分散、复发性强并与腐蚀/无机堵塞耦合的工程特征。溶硫剂通过物理溶解/分散或化学开环/络合将单质硫转化为可携带形态, 是当前最具工程可操作性的核心治理手段。综合而言, 物理溶剂与胺类化学溶剂是现场应用两大支柱, 连续加注是主流预防工艺; 未来需在高效、智能、环保、一体化方向取得突破, 以保障含硫页岩气资源长期安全高效开发。

基金项目

重庆科技大学创新计划项目“含硫页岩气井集采系统中溶硫剂的适用性筛选与效果评估”(2025007)。

参考文献

- [1] 张学锋. 天然气集输系统硫化氢腐蚀机制与缓蚀技术研究[D]: [硕士学位论文]. 东营: 中国石油大学, 2017.
- [2] 黄雪松, 魏星. 高含硫气田溶硫剂的研究与应用[J]. 石油与天然气化工, 2021, 41(1): 58-61+121.

-
- [3] 彭鑫岭, 张世民, 李松岑. 普光气田高含硫气井过油管深穿透射孔技术优选[J]. 测井技术, 2019, 43(1): 105-110.
- [4] 杨建华, 钱伟平, 陈传东. 化学法防垢除垢工艺技术[J]. 化学清洗, 1999(6): 21-24.
- [5] 王晓光. A 油田除防垢技术应用情况分析[J]. 石化技术, 2021, 28(9): 40-41.
- [6] 孙赫, 陈颖, 钱慧娟. 油田除垢技术研究进展[J]. 化学试剂, 2013, 34(11): 991-994.
- [7] 涂乙. 油田除垢清洗技术研究进展与对比分析[J]. 油气田环境保护, 2011, 21(3): 53-55+69.
- [8] 姜伟. 三元复合驱输油管结垢机理及除垢技术研究[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2013.
- [9] Ese, M.H., Galet, L., Clause, D. and Sjöblom, J. (1999) Properties of Langmuir Surface and Interfacial Films Built up by Asphaltenes and Resins: Influence of Chemical Demulsifiers. *Journal of Colloid and Interface Science*, **220**, 293-301.