

引文: 熊钢, 刘云峰, 唐永帆, 等. 高含硫气田地面集输系统元素硫沉积化学防治一体化新技术[J]. 天然气工业, 2024, 44(11): 149-160.
XIONG Gang, LIU Yunfeng, TANG Yongfan, et al. New chemical prevention-control integrated technology for elemental sulfur deposition in surface gathering and transportation systems of high-sulfur gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(11): 149-160.

高含硫气田地面集输系统元素硫沉积化学防治一体化新技术

熊钢^{1,2,3,4,5} 刘云峰^{1,4} 唐永帆^{1,4} 徐晓炜⁴ 江藩^{1,4} 李伟^{1,4} 兰云霞^{4,6} 李宏^{4,6} 肖毅^{4,7}

1. 中国石油西南油气田公司天然气研究院 2. 国家能源高含硫气藏开采研发中心 3. 中国石油高含硫气藏开采先导试验基地
4. 中国石油西南油气田公司 5. 国家市场监督管理总局重点实验室(天然气质量控制和能量计量)
6. 中国石油西南油气田公司川东北作业分公司 7. 中国石油西南油气田公司川西北气矿

摘要: 随着高含硫气田的不断开发, 气田地面集输系统不可避免地会出现元素硫沉积堵塞问题。采用停产浸泡硫溶剂循环清洗解堵, 面临着稳产周期短、清洗频繁、综合治理成本较高等挑战。为此, 基于化学预防—治理相结合的理念, 分别开展了停产浸泡硫溶剂循环解堵技术及不停产在线加注硫溶剂预防堵塞技术的研究, 完成了配方设计、验证和现场试验, 提出了防治一体化方案。研究表明: ①研发的复合胺高效硫溶剂(CTS-1), 较优使用温度为40~60℃, 较优清洗时间为1~2h, 饱和溶解量达45.72 g/100 mL, 溶硫能力显著提升, 且具有刺激性气味弱、微毒、腐蚀性低等优势, 在四川盆地罗家寨气田LJ11H井成功开展了硫溶解堵试验; ②创新性提出了不停产在线加注硫溶剂预防元素硫堵塞的技术思路, 明确了在线加注硫溶剂的“动态预防—实时溶解”双重作用机制, 并针对性地形成了在线加注硫溶剂应用工艺方案; ③研发了复合碱硫溶剂(CTS-2), 在确保高溶硫能力的同时, 有效溶硫时间大幅降低至15~20 min, 且适应性良好、环境友好。结论认为: ①化学防治一体化技术是有效解决高含硫气田地面集输系统元素硫沉积堵塞的有效手段, 新研发的复合胺硫溶剂及复合碱硫溶剂可满足化学防治的技术需求; ②下一步需要开展井筒—地面清洗一体化防治、在线加注化学药剂预防堵塞及化学药剂可重复利用等系统性攻关, 实现高含硫气田地面集输系统元素硫沉积的长效防治, 全面助力高含硫气田长期稳产和规模高效开发。

关键词: 高含硫气田; 元素硫沉积; 化学防治; 一体化技术; 在线加注; 硫溶剂

中图分类号: TE375, TE39

文献标识码: A

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2024.11.014

New chemical prevention-control integrated technology for elemental sulfur deposition in surface gathering and transportation systems of high-sulfur gas fields

XIONG Gang^{1,2,3,4,5}, LIU Yunfeng^{1,4}, TANG Yongfan^{1,4}, XU Xiaowei⁴, JIANG Fan^{1,4}, LI Wei^{1,4}, LAN Yunxia^{4,6}, LI Hong^{4,6}, XIAO Yi^{4,7}

(1. Natural Gas Research Institute, PetroChina Oil & Gasfield Compang, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. National Energy R&D Center for High Sulfur Gas Reservoirs Chengdu, Sichuan 610051, China; 3. CNPC High Sulfur Gas Reservoir Exploitation Pilot Test Base, Chengdu, Sichuan 610213, China; 4. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 5. Key Laboratory of Natural Gas Quality Control and Energy Measurement for State Market Regulation, Chengdu, Sichuan 610299, China; 6. CDB Operating Company, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Dazhou, Sichuan 635000, China; 7. Northwest Sichuan Division of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Jiangyou, Sichuan 621700, China)

Natural Gas Industry, Vol.44, No.11, p.149-160, 11/25/2024. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: With the continuous development of high-sulfur gas fields, elemental sulfur deposition blockage is inevitable in the surface gathering and transportation systems of gas fields. The process of stopping the production and employing sulfur solvent immersion for cyclic cleaning and blockage removal is faced with the challenges of short stable production cycle, frequent cleaning and high comprehensive treatment cost. Based on the concept of chemical prevention-treatment integration, this paper studies the off-production sulfur solvent immersion for cyclic blockage removal technology and the on-production on-line sulfur solvent injection for blockage prevention technology respectively, performs formula design, verification and field test, and puts forward prevention-control integrated plan. The following results are obtained. First, the serotonin based efficient sulfur solvent (CTS-1) has the optimal operating temperature of 40~60℃, the optimal cleaning time of 1~2 h, and the saturated dissolved sulfur content of 45.72 g/100 mL, indicating a significantly improved sulfur dissolution capacity, and it has the advantages of weak pungent smell, slight toxicity and low corrosion. It has been successfully applied in the sulfur dissolution and removal in Well LJ11H of LuoJiazhai Gas Field in the Sichuan Basin. Second, the technical idea of on-production on-line sulfur solvent injection for elemental sulfur blockage prevention is put forward innovatively, the "dynamic prevention-real time dissolution" mechanism of on-line sulfur solvent injection is clarified, and the application process plan of on-line sulfur solvent injection is prepared specifically. Third, the composite alkali based sulfur solvent (CTS-2) technology reduces the effective sulfur dissolution time significantly to 15~20 min while ensuring the high sulfur dissolution capacity, and exhibits good adaptability and environmental friendliness. In conclusion, the chemical prevention-control integrated technology can effectively solve the elemental sulfur deposition blockage in the surface gathering systems of high-sulfur gas fields, and the newly developed serotonin based sulfur solvent and the composite alkali based sulfur solvent can meet the technical needs of chemical prevention and control. What's more, in the next step, it is necessary to carry out systematical researches on integrated prevention and control of wellbore and surface cleaning, on-line chemical injection for blockage prevention, and chemical recycling, so as to realize the long-term prevention and control of elemental sulfur deposition in the surface gathering and transportation systems of high-sulfur gas fields, and assist the long-term stable production and large-scale efficient development of high-sulfur gas fields.

Keywords: High-sulfur gas field; Elemental sulfur deposition; Chemical prevention and control; Integrated technology; On-line injection; Sulfur solvent

基金项目: 中国石油西南油气田公司科技项目“高含硫气藏单质硫沉积形成机理及预防管控措施研究”(编号: 20230305-04)。

作者简介: 熊钢, 1975年生, 高级工程师, 硕士; 主要从事天然气净化相关技术研究与管理工作。地址: (610213) 四川省成都市天府新区华阳街道天研路218号。ORCID: 0000-0002-2721-2850。E-mail: xiongg@petrochina.com.cn

0 引言

全球高含硫气藏储量丰富,已成为国内外油气勘探及开发的重要领域^[1-4]。国外方面,已经商业化规模开采的高含硫气田主要有美国 Josephine 气田(H_2S 平均含量 78%)、加拿大 East Crossfield D-1 气田(H_2S 平均含量 36%)、俄罗斯 Astrakhan 气田(H_2S 平均含量 25%)、法国 Lacqfield 气田(H_2S 平均含量 15%)等,国内目前规模化开发的高含硫气田主要包括中国石化普光气田(H_2S 平均含量 15%)、元坝气田(H_2S 平均含量 5.5%),中国石油罗家寨气田(H_2S 平均含量 10.14%)等^[2,5-6]。此外,2023 年 6 月中国石油首个自主开发的特高含硫气田铁山坡气田成功投产,这是当前国内硫化氢含量最高的已投产整装气田(H_2S 最高含量达 16.59%)。四川盆地约 1/4 的天然气产量来自高含硫气田^[7],随着高含硫气田的持续开发,地层能量逐渐衰减,同时井筒及地面集输系统温度、压力等参数不断变化,易造成元素硫的溶解度降低导致元素硫析出,而析出的元素硫微粒在气流及综合受力条件下如无法被带走,就会发生元素硫沉积^[8-12]。通过对普光气田、罗家寨气田及铁山坡气田等元素硫沉积情况的统计分析发现,元素硫沉积总体趋势是首先在地面集输系统沉积堵塞,随着开发程度的增大和气体流速等变化,元素硫沉积堵塞逐渐发展到井筒,后期延续至地层,元素硫沉积堵塞会造成天然气流通道变窄,进而严重影响气井产能^[13-16]。以罗家寨气田下三叠统飞仙关组气藏为例,目前共有 7 口生产井,产能可维持在 $900 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。近 4 年 A、C 井场共开展 19 井次 34 段清洗,累计使用硫溶剂约 126 m^3 ,清除元素硫 13 521 kg,元素硫主要沉积在二级节流阀至汇管之间,且不同位置元素硫沉积特征及沉积程度差异较大。随着气田生产压力的下降,罗家寨气田地面系统的硫沉积呈加剧趋势,2023 年较 2022 年元素硫沉积量增加了 1 379 kg。由此可见,高含硫气田地面集输系统元素硫沉积堵塞问题已经严重影响气田的高效平稳开发。

目前,针对高含硫气田地面集输系统元素硫沉积的解堵问题,国内外相关学者及公司主要从物理及化学溶硫治理角度开展了相关研究工作。化学溶硫主要技术原理是在一定温度压力条件下,溶硫主剂可与元素硫发生螯合或络合等反应,将固相元素硫及时有效溶解分散至溶剂中;同时溶硫助剂有利于增强溶硫能力和效率,协同达到理想的溶硫效果^[17-18]。国外由于高含硫气田开发较早、经验及认识相对丰

富,相关学者及公司相继研发出了“NAHS—DMF”(Hyne 等)、“DMDS—DMF—NaHS”(ASRL 公司)及“Sulfa—Hitech”(Pennwalt 公司)等硫溶剂^[19-23],在美国、加拿大相关高含硫气田成功开展了现场应用。上述硫溶剂体系均以有机化学溶剂为主,优点是饱和溶硫量高(可超过 $200 \text{ g}/100 \text{ mL}$),缺点是此类有机化学溶剂通常具有较强的毒性和强烈的刺激性气味,在材料的制备、运输及现场施工过程中安全环保风险高,难以在国内有效推广。近些年,为了克服传统有机化学溶剂存在的安全环保风险,相关学者及公司相继研发了烷基萘体系、复合碳氢溶剂等新型硫溶剂^[24-26],在溶硫效率方面有进一步提升,毒性及刺激性气味等方面有所改善,但仍存在综合成本高、腐蚀性强及毒性不达标等问题。此外,在化学预防元素硫沉积堵塞方面,美国 Baker Huges 公司介绍了一种水溶性硫分散剂,可实现气井不停产情况下的在线加注。该硫分散剂主要从抑制元素硫的生成和促进元素硫沉积物的分散两方面起到效果:①气井正常生产过程中,气体中硫化氢和元素硫会发生可逆反应生成硫氢化物,添加的硫分散剂与硫氢化物发生反应生成硫氢化胺,进而促使可逆反应正向进行,达到减少元素硫生成的目的;②对于已生成的元素硫沉积物,反应中间产物硫氢化胺可进一步与元素硫发生反应生成多硫化胺,从而起到防止元素硫聚集长大、堵塞管道的作用。目前该技术在加拿大阿尔伯塔省某高含硫气田成功开展了在线加注试验,但该技术未见详细报道,且在添加剂微观作用原理、现场在线加注工艺参数设计及效果评估等方面均缺乏科学可信的验证,总体尚处于技术探索阶段。

国内方面,从 20 世纪 90 年代开始,中国石油西南油气田公司天然气研究院(以下简称天然气研究院)开展了化学硫溶剂相关研发工作,研究团队主要聚焦于以二甲基二硫醚(DMDS)、二芳基二硫醚(DADS)等作为有机化学溶硫主剂, N_2N -二甲基甲酰胺(DMF)等作为溶硫催化剂,复配构成硫溶剂体系^[27-29]。此类硫溶剂在溶硫能力、腐蚀性、毒性等方面较国外有机硫溶剂有了较大的提升。近年来,以普光气田元素硫沉积堵塞问题为依托,相关学者优选多元胺为溶硫主剂,同时加入渗透剂、催化剂等溶硫助剂,进一步优化形成了有机胺硫溶剂^[30,31],并在普光气田地面集输系统及井筒开展了规模化应用。但此类有机胺类硫溶剂的溶硫效率较低,具有毒性和刺激性气味,对现场橡胶材料有一定的溶胀性。

笔者针对高含硫气田地面集输系统元素硫沉积

化学解堵技术难题,从化学预防—治理两个维度开展了实验研究。高效化学硫溶剂在溶硫效率、腐蚀性能及现场适应性等关键性能方面均有显著的提升,形成了适用于停产期间循环清洗解堵的复合胺硫溶剂技术和不停产在线加注复合碱硫溶剂技术,并在罗家寨气田成功开展了现场试验,为后续高含硫气田地面集输系统元素硫沉积高效防治积累了宝贵经验。

1 停产浸泡复合胺硫溶剂循环解堵技术

1.1 研发思路

基于常用化学硫溶剂存在的问题及性能需求,笔者分析明确了停产期间循环清洗硫溶剂研发思路:①针对现用硫溶剂溶硫能力不足的问题,首先实验评价常用硫溶剂的溶硫能力,并根据化学溶硫原理对不同类型化学硫溶剂进行实验研究,筛选出溶硫能力强的溶硫主剂。同时,针对地面集输系统硬质沉积垢溶解难的问题,从增强硫溶剂渗透性能角度,研究配伍性优良的渗透剂,提高硫溶剂的溶硫效率。②针对硫溶剂存在刺激性气味、毒性较强等问题,从挥发性、毒理性等关键指标着手,对优选的溶硫主剂进行进一步筛选。③针对硫溶剂对现场管材及橡胶腐蚀性强的问题,结合行业相关标准,实验研究配伍性良好的缓蚀剂,复配构建复合胺硫溶剂体系。

1.2 复合胺硫溶剂实验制备及性能评价

首先对罗家寨气田获取的典型沉积垢样品开展组构和理化特性分析,明确地面集输系统典型沉积垢的组成及主要特性;在此基础上,采用硫磺粉和典型沉积垢样品,以饱和溶硫量、腐蚀速率等为评价指标,开展化学溶硫主剂和助剂实验研究,通过配方优化形成综合性能优良的高效硫溶剂;结合现场停产浸泡硫溶剂的循环清洗特点,对所研发硫溶剂的溶硫规律、金属及橡胶的腐蚀性等开展实验评价。

1.2.1 典型沉积垢的组构及理化特性分析

获取了罗家寨气田不同井地面集输系统不同位置的沉积垢样品,分别采用下述实验方法开展性能评价:

1) 灼烧失重实验:为初步判断沉积堵塞物中水分、有机物、无机物等组分含量情况,采用灼烧失重法,分别测试不同沉积物样品及含解堵液的沉积物样品在不同温度条件下灼烧后的失重情况。

2) 沉积物中酸(盐酸)溶性离子含量测试:为进一步确定元素硫样品中的离子主要组成及相对含量,

参考《红外光谱分析方法通则:GB/T 6040—2019》、《油田水分析方法:SY/T 5523—2016》等标准,分别采用原子吸收分光光度计、红外光谱仪等仪器,测定不同元素硫样品的离子组成及相对含量。

3) 沉积物中油、水及元素硫含量测试:采用气相色谱—质谱联用仪等设备,分别测定沉积堵塞物中的油、水及元素硫的相对含量。

4) 元素硫类型检测:为进一步确定元素硫的主要结构特性,分别开展沉积物扫描电子显微镜(SEM)和X射线能谱仪(EDS)分析、气相色谱分析(GC)及X射线衍射分析(XRD)等实验,确定元素硫的类型。

实验结果表明(图1),典型沉积垢样主要以元素硫为主(占比为93.47%~98.97%),且环八硫(S_8)质量比达99.19%~100%,此外含有少量 SiO_2 和钙镁化合物。同时,未见明显腐蚀产物,后续以现场混合垢样开展硫溶剂实验研究。

1.2.2 复合胺硫溶剂(CTS-1)实验制备及性能评价

现有多元胺硫溶剂在理想温度条件下的饱和溶硫量通常在(25~30)g/100 mL,溶硫能力有待提高,且理论上溶硫能力越强,循环清洗周期越短,清洗越彻底,更有利于实现快速复产稳产。硫溶剂饱和溶硫量(主要指一定温度、时间条件下,一定量硫溶剂对元素硫的溶解能力)是表征硫溶剂溶硫能力的核心技术指标,通过大量室内实验探索,进一步细化了硫溶剂饱和溶硫量测试方法:①称取一定量元素硫样品(精确至0.001 g)于烧杯中,加入一定量硫溶剂,形成过饱和溶液,并充分振荡、溶解、沉降。②将未溶解的沉积物进行过滤、分离,残渣洗涤,并将残渣干燥至恒重。硫溶剂对样品的溶解量即为失重。

硫溶剂对元素硫的溶解量按照式(1)计算:

$$S = \frac{m_1 - m_2}{V / 100} \quad (1)$$

式中 S 表示溶硫量,g/100 mL; m_1 表示试验前元素硫的质量,g; m_2 表示试验后处理所得残余物的质量,g; V 表示硫溶剂的体积,mL。

根据前文高效硫溶剂研发思路,以刺激性气味、溶硫能力及腐蚀性能等为关键评价指标,分别开展了溶硫主剂、渗透剂、缓蚀剂优选实验,构建了复合胺硫溶剂CTS-1配方:60%~80%丙二胺类溶硫主剂+1.5%~2.0%聚氧乙烯醚类渗透剂+0.8%~1.2%水溶性缓蚀剂+清水。

将新研制的复合胺硫溶剂与常用多元胺进行性

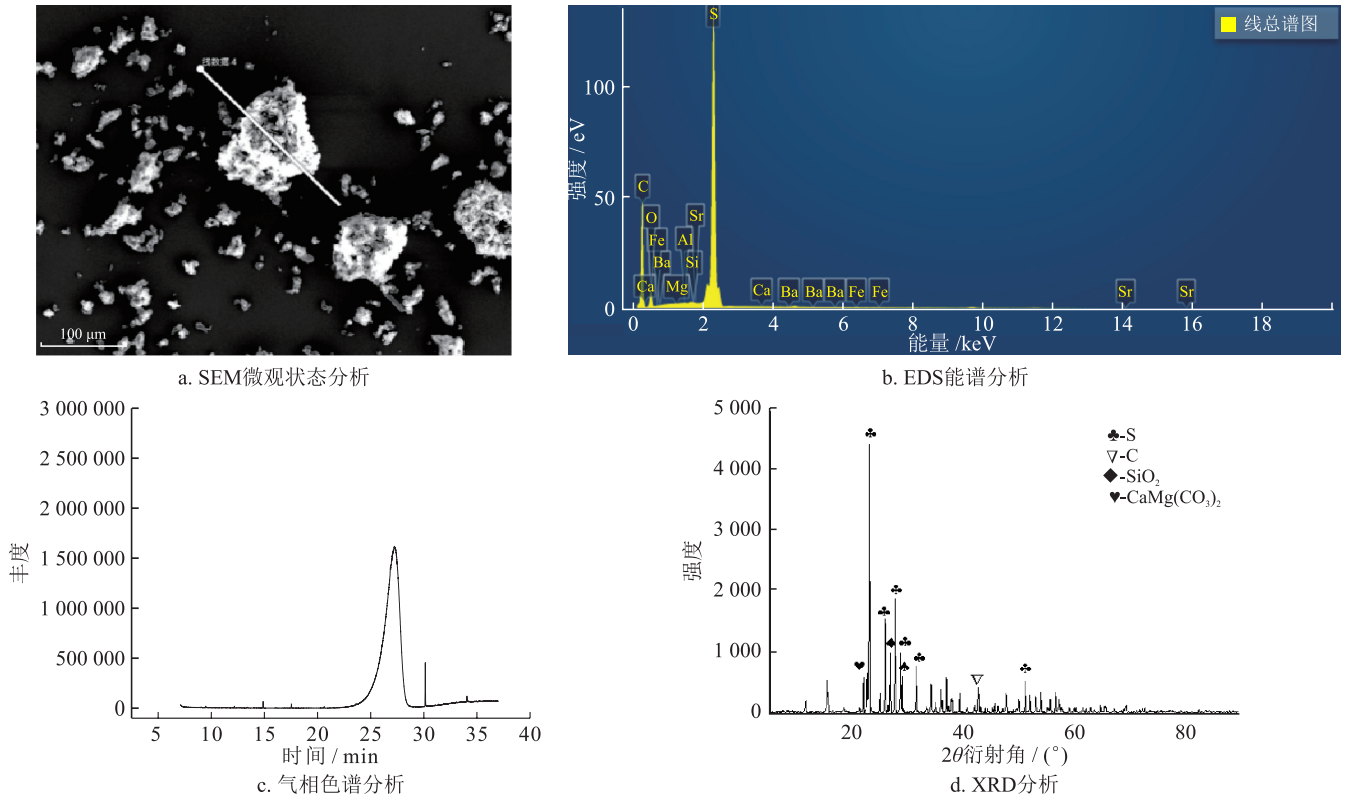


图1 罗家寨气田地面集输系统典型沉积垢特性分析图

能对比（表1）发现，CTS-1在不同温度条件下的饱和溶硫量均优于多元胺硫溶剂，较优作用温度为40～60℃，较优作用时间为1～2h（图2），且刺激性气味小，毒理性符合现场应用环保要求。

表1 复合胺硫溶剂 CTS-1 与国内外典型化学硫溶剂性能对比表

化学硫溶剂	闪点 /℃	沸点 /℃	饱和溶硫量 /[g·(100 mL) ⁻¹]			优缺点
			20℃	40℃	60℃	
二甲基二硫醚（DMDS）	20	109.6	5.08	26.15	35.64	恶臭，不溶于水，溶于醇、醚、烃
DMDS—DMF—NaHS	82	115.8	142.66	210.80	300.75	恶臭、毒性大、腐蚀性较强
多元胺硫溶剂（现场常用）	70	106.2	12.08	28.14	35.32	刺激性气味、腐蚀性较强
CTS-1	88	115.5	12.24	39.66	45.72	溶硫量高、配伍性好

同时，参考SY/T 5405—2019《酸化用缓蚀剂性能试验方法及评价指标》等标准，分别考察了20～60℃条件下，CTS-1对现场不同钢材（L360QS、TP110SS、316L等）的腐蚀速率。结果表明，CTS-1对现场集输管线常用钢材的腐蚀速率为0.02～0.04 g/(m²·h)，满足相关标准要求；同时，按照《硫化橡胶或热塑性橡胶耐液体试验方法：GB/T 1690—2010》等标准，20～60℃条件下，CTS-1对现场不同橡胶材料均无明显溶胀破坏作用，满足现场安全施工需求。

1.3 现场试验及效果后评估

紧密跟踪罗家寨气田地面集输系统管网布置及元素硫沉积情况，参考已有硫溶剂浸泡循环清洗工艺及经验，进一步优化明确了目标试验井硫溶剂用量计算、加注工艺流程及解堵效果评价等，形成了现场应用工艺方案，并于2021年8月在罗家寨气田LJ11H井地面集输系统成功开展了现场溶硫解堵试验。

1.3.1 现场应用方案

LJ11H井地面集输系统硫溶剂浸泡解堵的现场应用方案如下：①对试验井产气量及压力参数进行

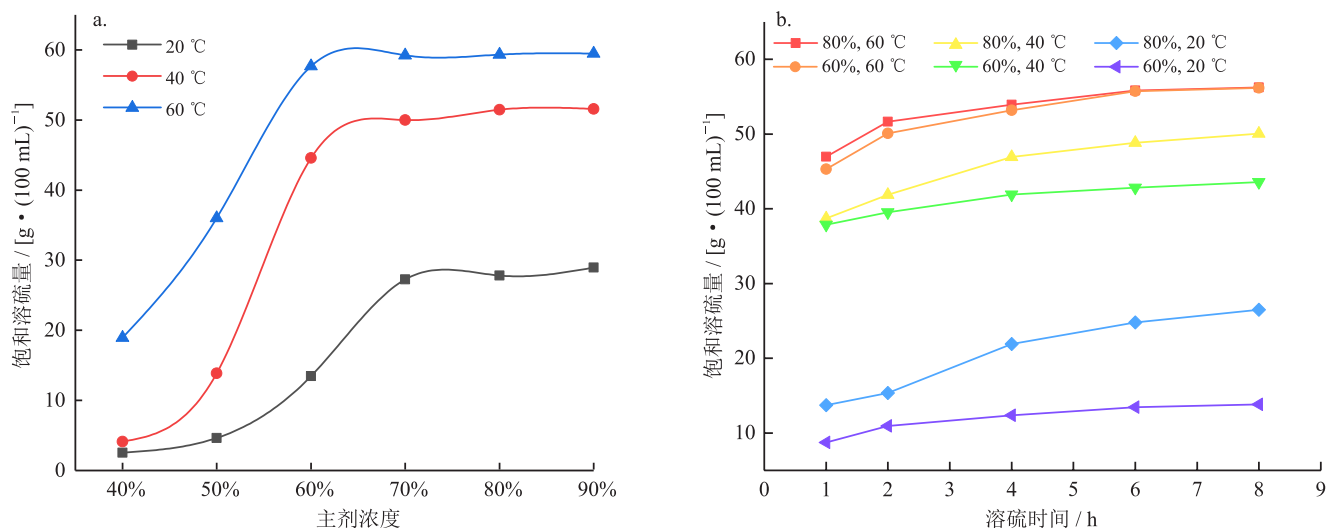


图 2 不同溶硫主剂浓度及溶硫时间条件下 CTS-1 溶硫量测试结果图

系统分析，初步判断地面集输管线硫沉积程度；②适时打开地面集输管线，分别观察不同试验管线部位的硫沉积情况，确定硫沉积厚度、分布等，并收集不同部位的元素硫样品；③结合试验气井生产参数及工作要求，明确试验井场布置情况及清洗需求，确定试验管段，初步估算试验管段的硫沉积量，明确化学硫溶剂解堵液的用量及清洗方式、HSE 要求以及废液处理和恢复生产方案等；④现场清洗过程中，实时收集溶硫后的返排液，采用现场溶硫量快速测定方法，分别求取不同溶硫时间条件下的溶硫量，通过溶液密度变化趋势，初步判断试验管线的元素硫溶解进度；⑤系统分析试验管段硫沉积量、清洗时间等，为完善后续地面集输管线的清洗方案提供指导。

1.3.2 试验井基本情况

LJ11H 井位于罗家寨气田 A 井场，由于堵塞物造成二级节流后至测试分离器进口前的管道压损，产量下降明显。室内分析表明沉积垢主要为 S_8 ，为了保证气田的安全和平稳生产，研究团队对二级节流到单流阀再到分离器前进行清洗，不包括与该管路相连的放空管路、排污管路以及加药剂管路等。

1.3.3 硫溶剂用量计算及解堵施工流程

根据现场溶硫技术要求，按照式 (2) ~ (5) 计算试验管线硫沉积量。

$$V_D = \pi R^2 \cdot L \quad (2)$$

$$V_d = \pi r^2 \cdot L \quad (3)$$

$$T_s = R - r \quad (4)$$

$$m_s = \rho(V_D - V_d) \quad (5)$$

式中 V_D 和 V_d 分别表示无垢和沉积垢存在条件下的管

线容积， m^3 ； R 和 r 分别表示无垢和沉积垢存在条件下的管线内径， mm ； ρ 表示元素硫密度， g/cm^3 ； L 表示管线长度， m ； T_s 表示沉积垢厚度， mm ； m_s 表示沉积垢质量， g 。

LJ11H 井治理管路平均外径为 200 mm，治理管线长度大约为 40 m，管容约为 1.05 m^3 。基于以上条件，沉积物平均厚度达 1.8 cm (图 3)，属于硬质致密沉积垢，溶解难度大，初步估算硫沉积量约为 120 kg。同时，兼顾考虑硫溶剂有效浓度、临时流程的管容积和系统溢流量等，优选主剂有效浓度为 65% 的 CTS-1 硫溶剂，计算得到硫溶剂用量约为 3.1 m^3 ，并确定了现场解堵清洗工艺流程：施工准备→被治理管线的预处理→治理流程连接→硫溶剂注入→硫溶剂循环至符合要求→清水置换至合格→治理管路的吹扫及氮气置换→恢复流程生产。



图 3 罗家寨气田集输系统试验管段元素硫沉积状态对比图

1.3.4 现场清洗效果评价

基于天然气研究院自主研究的现场溶硫量快速测定方法^[32],绘制了 LJ11H 井元素硫样品的硫浓度—溶液密度关系曲线(图 4)。依据式(5)计算 LJ11H 井试验管段的溶硫量为 6.46 g/100 mL (24 °C),进一步可求得化学溶硫解堵液清除的元素硫质量约为 200.30 kg。

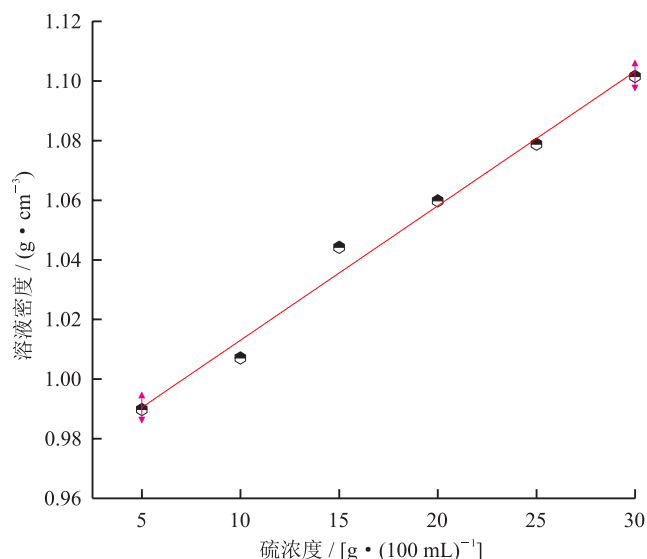


图 4 LJ11H 井元素硫的硫浓度—溶液密度标准曲线图(24 °C)

在 LJ11H 井二级节流阀至单流阀管段硫沉积解堵施工期间,每间隔 60 min 取一次返排液测试其密度,绘制返排液密度—时间关系曲线(图 5)。从图 5 可以看出,返排液的密度随反应时间的增加而增大,当反应 1 h 后,返排液的密度达到较大值,继续增加反应时间,返排液的密度增长幅度较小。结果表明,化学溶硫解堵液的解堵效率较高,反应 1 ~ 2 h 后即

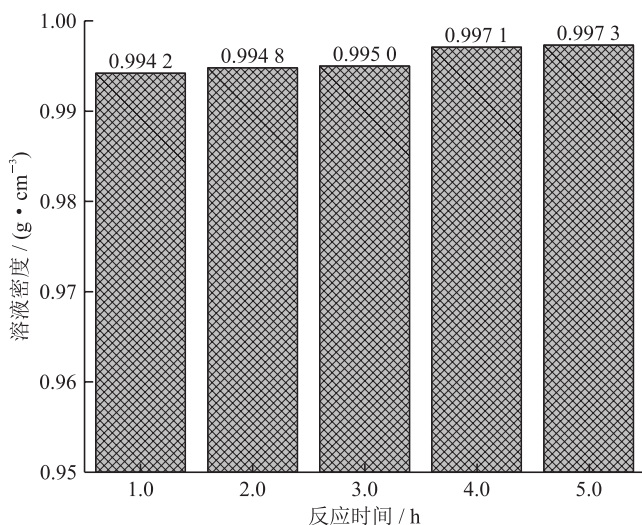


图 5 不同溶解时间后返排液的密度测试结果图

达到相对较好的溶硫效果。

反应 5 h 后返排液的密度变化较小,理论上管线内的元素硫清洗达到了稳定阶段,故停止循环并打开管线与作业前进行对比。结果显示沉积物大部分被清除,但仍有少部分紧贴管壁的硬块状沉积垢未彻底清除,分析其原因,主要是复合胺硫溶剂较优适用温度为 40 ~ 60 °C,而在现场温度较低(约 24 °C)的条件下,硫溶剂未能发挥最优效能。

2 不停产在线加注复合碱硫溶剂预防堵塞技术

随着高含硫气田不断开发,地面集输系统元素硫沉积堵塞周期明显缩短,需要频繁关井进行硫溶剂浸泡清洗,综合作业成本高,同时频繁关井引起压力波动会进一步加剧元素硫的沉积。以铁山坡气田为例,仅投产一年就出现多口井油压、产量明显波动,加热炉进出口、一二级节流前后压差增大等情况,节流阀、水套炉盘管、分离器等位置出现明显元素硫沉积堵塞,严重影响气井产能释放,气田稳产压力增大。2023 年 6 月至今,铁山坡气田地面集输系统已进行两次停产浸泡硫溶剂解堵作业,单次清洗后仅可稳产 30 天左右。因此,从预防元素硫沉积堵塞角度,笔者提出在线加注化学硫溶剂预防元素硫沉积的技术思路,针对性地研发了适用于在线加注的高效硫溶剂体系,并结合典型高含硫气井生产特征,形成了在线加注硫溶剂工艺方案,从预防元素硫沉积堵塞角度降低防治成本,延长稳产周期。

2.1 研发思路

在线加注硫溶剂预防硫沉积堵塞的主要原理如下:①气井在不停产状态下,高效硫溶剂以一定排量、周期注入地面集输系统,在管线中与天然气、地层水等形成固—液—气多相流,在一定程度上将析出的元素硫固相微粒及时溶解分散,并随高速气流携带至下游,达到动态溶解预防元素硫堵塞的效果;②硫溶剂在线加注后可在管道内壁形成一定规模和强度的硫溶剂吸附膜,与天然气中析出的元素硫沉积物发生溶解反应,有效阻缓元素硫堆积变厚堵塞管线。

基于在线加注硫溶剂技术原理,进一步明确了关键性能需求:①溶硫效率高。由于高含硫气井通常产量较高,硫溶剂与管线内高流速天然气及元素硫沉积垢接触时间相对较短,这要求在线加注的硫溶剂具有更高的溶硫效率。②配伍性良好。不停产

情况下，在线加注的硫溶剂会随着气流在管线内迁移至下游管路，因此硫溶剂对管材及橡胶材料的腐蚀安全控制尤为重要。其次，硫溶剂与管线内气田水、缓蚀剂、三甘醇等液体接触是否会生成新的沉淀造成堵塞，是硫溶剂研发过程中需要重点关注的问题。③环境友好。从经济成本及可操作性角度，在线加注的硫溶剂进入地面集输系统后直接进入下游分离器，无需作为废液单独回收处理，因此要求在线加注的硫溶剂具有良好的环境友好性。

2.2 复合碱硫溶剂实验制备

在现有化学硫溶剂研发基础上，以溶硫效率、配伍性及环保性能为主要考核指标，开展了在线加注硫溶剂配方优化研究：①为提高硫溶剂的溶硫效率，在复合胺溶硫主剂配方基础上，进一步优选了刺激性气味小、溶硫能力更强的吡咯烷酮类助剂；②强碱性环境有助于溶硫主剂与元素硫络合或螯合反应的进行，优选了强碱性催化剂进一步将体系 pH 值从 9 提升到 11，可显著提高硫溶剂的溶硫效率。

通过正交试验对硫溶剂配方进行了优化，形成了适用于在线加注的复合碱硫溶剂（CTS-2），其配方为：30% ~ 40% 丙二胺类溶硫主剂 + 20% ~ 25% 吡咯烷酮类溶硫助剂 + 10% ~ 15% 强碱性催化剂 +

1.5% ~ 2.0% 聚氧乙烯醚类渗透剂 + 0.8% ~ 1.2% 水溶性缓蚀剂 + 清水。

2.3 复合碱硫溶剂综合性能实验评价

2.3.1 不同温度下饱和溶硫量

实验考察了不同主剂浓度的硫溶剂在不同温度下的溶硫效果（图 6-a）。从图中可以看出，当硫溶剂主剂浓度一定时，随着反应温度的不断升高，硫溶剂的饱和溶硫量逐渐增大；当反应温度、时间一定时，随着主剂浓度的增大，硫溶剂的饱和溶硫量呈先增加后略微降低的趋势，且较优主剂浓度为 30% ~ 40%。同时，为确定不同温度条件下的溶硫效率，实验评价了不同温度条件下，溶硫量随反应时间的变化规律（图 6-b）。结果表明，当反应温度为 20 °C 时，硫溶剂溶硫量随着反应时间的增加逐渐增大；当温度为 30 ~ 60 °C 时，随着反应时间的增加，硫溶剂的溶硫量呈先增大后趋于稳定的趋势，并且反应 15 ~ 20 min 后硫溶剂的溶硫量即可达到 46.75 g/100 mL。相较于常用多元胺硫溶剂和复合胺硫溶剂体系，研发的 CTS-2 在充分保证溶硫能力的同时，将溶硫时间由 2 ~ 4 h 缩减至 15 ~ 20 min，溶硫效率显著提高，可满足在线溶硫工艺快速溶硫的技术需求。

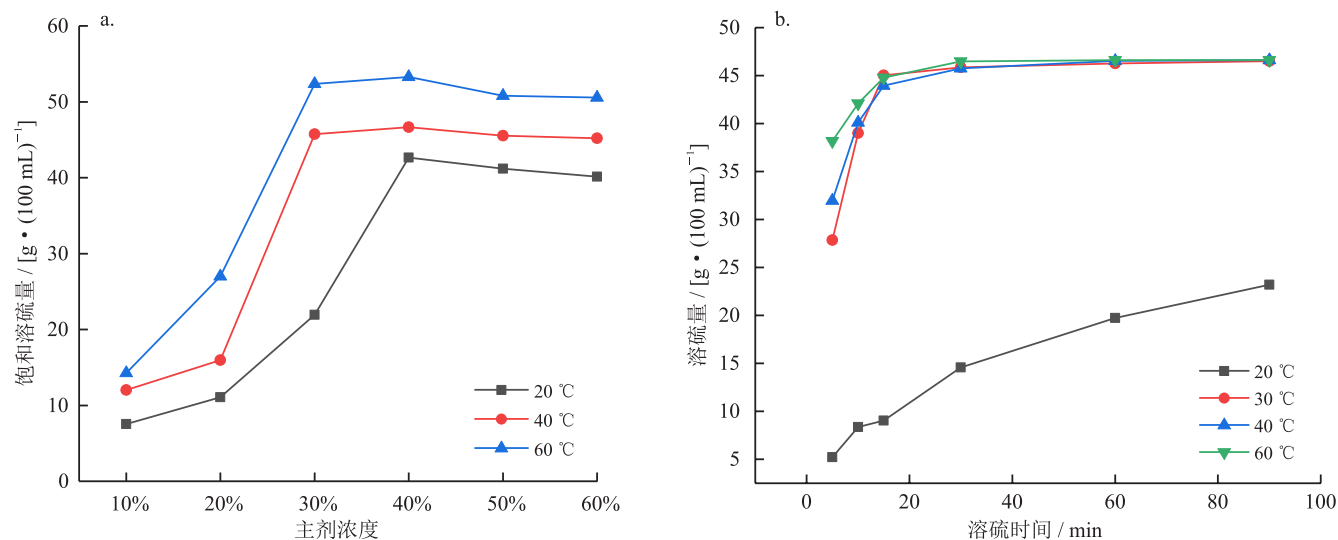


图 6 CTS-2 的溶硫能力和溶硫效率评价结果图

2.3.2 与金属及橡胶材料的配伍性

依据《金属材料实验室均匀腐蚀全浸试验方法：JBT 7901—2023》及《硫化橡胶或热塑性橡胶耐液体试验方法：GB/T 1690—2010》^[33-34]，考察了常压、温度为 80 °C，浸泡 24 h 条件下硫溶剂对不同金属及橡胶材料的腐蚀溶胀性能（表 2、3）。从表 2 可知，

在高温、长时间苛刻腐蚀条件下，复合碱硫溶剂对不同钢材的腐蚀速率小于等于 0.04 g/(m² · h)，远低于 0.076 g/(m² · h) 的指标，同时腐蚀后的钢片表明光滑、无点蚀，说明在线长期加注硫溶剂对地面集输管线钢材腐蚀性较小。

同时，从表 3 可知，在 80 °C、浸泡 12 h 条件下，

表 2 复合碱硫溶剂对现场常用金属的腐蚀性统计表

金属材质	指标要求 / [g·(m ² ·h) ⁻¹]	腐蚀速率 / [g·(m ² ·h) ⁻¹]	腐蚀特征
316L	≤ 0.076	0.015 8	光滑, 无点蚀
TP110SS		0.021 1	光滑, 无点蚀
110TSS		0.015 2	光滑, 无点蚀
镍基合金 825		0.001 2	光滑, 无点蚀
L360		0.031 4	光滑, 无点蚀

不同橡胶密封件的质量、长度及硬度等关键参数均变化较小, 符合相关标准要求, 说明复合碱硫溶剂对地面集输系统常用橡胶密封件溶胀破坏作用较小。

2.3.3 与缓蚀剂、气田水、三甘醇等液体的配伍性

根据典型高含硫气井地面集输系统生产流程, 需要考察复合碱硫溶剂与气田水、缓蚀剂、三甘醇等液体的配伍性, 避免沉淀二次生成造成堵塞^[35-38]。将气田水、缓蚀剂及三甘醇按照一定比例复配(按

表 3 橡胶密封件在复合碱硫溶剂中浸泡后性能指标统计表

密封件材质	浸泡前质量 /g	浸泡后质量 /g	质量变化	浸泡前长度 /	浸泡后长度 /	浸泡前硬度 /	浸泡后硬度 /	硬度变化 /
				mm	mm	HD	HD	HD
氟橡胶	1.068 2	1.074 4	0.580 4%	20.46	20.67	69	67	2
丁腈	1.189 2	1.194 5	0.445 7%	19.94	20.11	29	28	1
氢化丁腈	0.986 1	0.991 4	0.537 5%	20.23	19.98	41	43	-2
聚四氟乙烯	1.204 5	1.209 4	0.406 8%	20.05	20.11	83	83	0

照典型井气田水及处理剂用量, 选取气田水: 缓蚀剂: 三甘醇 = 9: 1: 90), 考察不同比例的硫溶剂与混合溶液在 80 ℃、混合 12 h 条件下的状态(图 7)。

结果表明, 不同比例复合碱硫溶剂与混合溶液配伍性良好, 均无二次沉淀生成, 在线加注硫溶剂过程中不会对下游造成二次结垢风险。

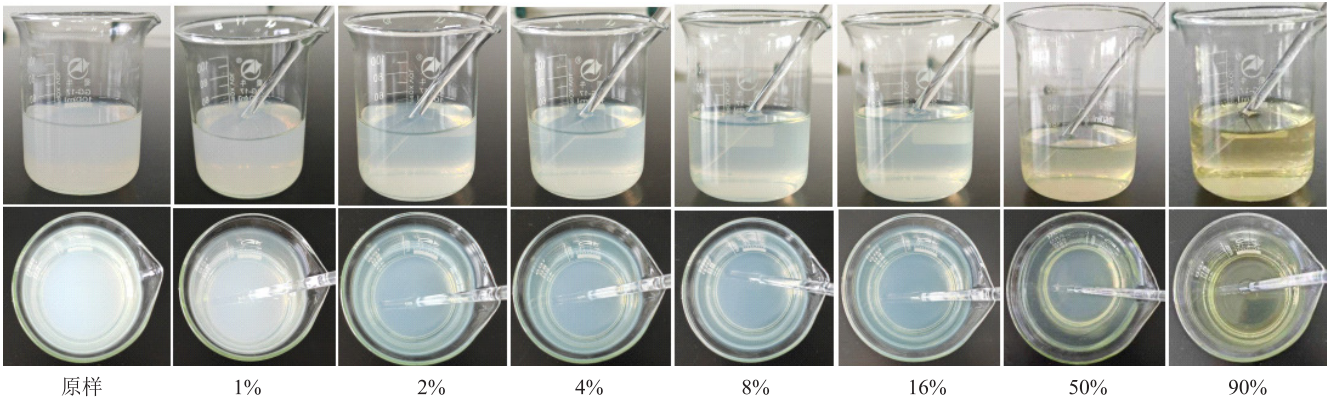


图 7 不同比例复合碱硫溶剂与混合溶液配伍性评价结果图

2.3.4 环境友好性

按照《工业化学品毒性鉴定规范及实验方法》, 以大鼠经口 LD₅₀ 为参考指标, 分别评价了国外常用 DMDS 硫溶剂、国内现用多元胺硫溶剂、复合胺硫溶剂及复合碱硫溶剂的毒性^[39-40](表 4)。结果表明,

表 4 复合碱硫溶剂毒性测试结果统计表

溶硫体系	LD ₅₀ /(mg·kg ⁻¹)	毒性
二甲基二硫醚(DMDS)	392	中等毒性
多元胺硫溶剂	3 264	低毒
复合胺硫溶剂	5 072	微毒
复合碱硫溶剂	5 327	微毒

自主研发的复合胺硫溶剂和复合碱硫溶剂均属于微毒, 满足现场施工标准。

2.4 现场应用工艺方案研究

基于不停产在线加注硫溶剂预防元素硫沉积堵塞的技术思路, 紧密跟踪典型高含硫气田生产动态及元素硫沉积堵塞情况, 及时选取合适的试验井开展现场应用工艺方案研究。以龙岗气田 X 井为研究目标, 在分析目标井动态生产参数及预测硫沉积特征前提下, 结合在线加注硫溶剂工艺原理及特点, 综合考虑硫溶剂加注位置、加注周期、效果评价等因素, 研究制定了在线加注硫溶剂工艺方案。

2.4.1 试验井基本情况

龙岗 X 井属于典型的高含硫酸性气井，原料气中 H_2S 含量达 6.97%，目前生产油压为 12 ~ 13 MPa，日产气量接近 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，日产水量约为 10 m^3 。从 2020 年 5 月起至今，该井地面集输系统发生了多次元素硫沉积堵塞，堵塞部位主要为稳流元件和卧式气液分离器元件处，生产上表现为分离器与高孔压差增大（压差可达 0.82 MPa）。目前该井已经针对性地开展了多次停产浸泡硫溶剂循环解堵清洗作业，清洗频率较高，解堵作业成本高，稳产压力大。经沟通与现场勘察，井站内储备有两台加注泵，流量分别为 32 L/h 和 2 L/h，同时预留了药剂加注口，可实现硫溶剂周期性在线加注。

2.4.2 在线加注主要工艺流程

针对龙岗 X 井地面集输系统布置及硫沉积现状，经过多次现场技术交流及风险预估，研究确定了安全可行的在线加注工艺流程（图 8）：产气量及压力等参数分析→堵塞位置及硫沉积程度预测→井场地面管线布置情况及前期准备→复合碱硫溶剂适用性评价及加注参数优化→加注硫溶剂流程→风险点控制及应急预案→现场加注施工作业→效果后评估。

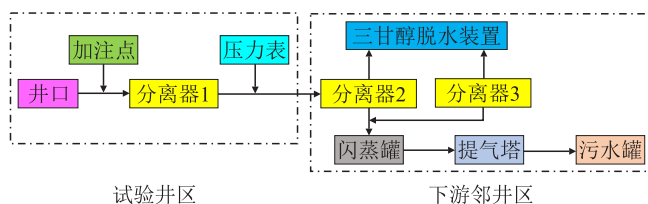


图 8 试验井及下游邻井地面集输系统主要管路流程图

其中，需要重点关注复合碱硫溶剂对现场金属管材及橡胶材料的腐蚀情况，以及与气田水、缓蚀剂及三甘醇等的配伍性，严格避免因二次沉淀产生造成下游分离器调节阀、闪蒸罐调节阀和提气塔调节阀堵塞（闪蒸罐和提气塔的污水出口均在罐最底部）。其次，针对极端情况下出现堵塞等复杂情况，分别制定了风险控制预案，及时储备消泡剂等应急物资，全力保障安全高效施工，保障气井连续稳产。

2.4.3 在线加注效果评价方法初探

由于国内外高含硫气田尚未开展在线加注硫溶剂预防相关技术研究，在线加注预防堵塞效果评价难度大。因此，基于目前在线加注硫溶剂预防堵塞原理及现场生产参数跟踪评价，根据龙岗 X 井生产情况及加注工艺方案，初步明确了在线加注效果综合评价方法：

1) 下游分离器水样分析。可通过加注硫溶剂前后下游分离器水样外观情况，定性判断溶硫情况。一般情况下，试验前水样为无色或淡黄色液体，溶硫后的水样为淡橙色至棕红色液体。同时，对分离器水样硫离子等关键组分开展实验分析，实时监测组分及含量动态变化来半定量判断溶硫情况。

2) 分离器压差监测。根据加注硫溶剂前后分离器进出口压差变化来判断溶硫效果。根据前期停产硫溶剂循环清洗经验，分离器进出口压差越大，元素硫堵塞越严重。溶硫解堵后压差显著减小。

3) 稳产周期对比。目前试验井地面集输系统每年至少开展 1 次停产解堵作业，采用在线加注硫溶剂预防技术后，理论上可阻缓元素硫沉积堵塞，进而有效延长稳产周期。因此，从长期效果评价角度，可通过跟踪试验井在线加注硫溶剂前后的硫堵及稳产周期定性判断应用效果。

3 高含硫气田元素硫沉积化学防治技术发展方向

目前，国内典型高含硫气田地层能量衰减差异较大，元素硫沉积特征及趋势也有所不同（如铁山坡气田仅开发 1 年就出现明显的井筒硫沉积堵塞问题，而罗家寨气田开发 10 余年仍以地面集输系统元素硫沉积堵塞为主），需要针对性地选取合适的元素硫堵塞防治技术。结合当前高含硫气田地面集输系统元素硫化学防治技术研究进展，针对不同高含硫气田元素硫沉积堵塞特点及化学防治降本增效需求，建议着重从以下几个方面开展关键技术攻关。

3.1 井筒—地面清洗一体化防治技术

目前硫沉积堵塞情况及现场元素硫沉积规律预测表明，元素硫沉积堵塞趋势均会由地面集输系统延伸至井筒直至地层，而目前元素硫防治技术主要针对地面集输系统。从长期有效防治的理念出发，应进一步加强元素硫沉积规律精准预测，研发适用于井筒除硫—地面集输系统清洗的溶硫解堵药剂及配套工艺制度，同时针对特别严重的井筒元素硫沉积情况，开展机械除硫技术研究，最终形成井筒—地面清洗一体化防治技术。

3.2 在线加注化学药剂预防堵塞技术

不停产在线加注化学药剂预防元素硫堵塞技术对于延长高含硫气田稳产周期具有良好的现实意义和经济效益。目前研究结果表明，该技术具有良好

的理论可行性,但在高效化学药剂在线加注性能实验评价技术(如在线加注硫溶剂性能评价方法体系、实验评价装置等)、在线加注工艺参数(如加注口位置及尺寸、泵排量、加注周期等)及效果科学评估等方面缺乏深入的系统性研究。建议将强化数值模拟和物理实验评价相结合,进一步揭示在线加注硫溶剂作用规律,明确在线加注工艺参数,形成在线加注硫溶剂作用效果后评估方法,发展完善在线加注化学药剂预防堵塞技术。

3.3 化学药剂可重复利用技术

对大多数高含硫气田而言,元素硫沉积解堵作业综合成本高,其中化学药剂占较大比重。现场解堵清洗过程中,溶硫后的解堵液通常作为废液进行无害化处理。但硫溶剂单次清洗难以达到饱和溶硫状态,理论上可进行有效回收再利用。此外,溶硫废液无害化处理成本较高,若能实现溶硫解堵液高效脱硫再利用,将大幅降低元素硫解堵综合治理成本。

4 结论

1) 针对常用多元胺硫溶剂存在的溶硫能力低、腐蚀性强等问题,基于典型元素硫沉积垢组构及理化特性分析,从提高溶硫能力、强化渗透性能及降低腐蚀速率等方面着手研发了复合胺硫溶剂,饱和溶硫量较现有多元胺硫溶剂增加,较优作用时间大幅缩短,有效改善了停产浸泡硫溶剂循环解堵效率,达到快速复产稳产。

2) 针对地面集输系统停产浸泡硫溶剂存在的清洗频繁、作业成本高等不足,创新提出了不停产在线加注硫溶剂预防元素硫堵塞技术思路,研发了适用于在线加注、溶硫效率高、适应性良好且环境友好的复合碱硫溶剂,针对性地形成了在线加注硫溶剂工艺方案,有望延长气井稳产周期。

3) 不同气田开发程度及元素硫解堵需求不同,需要从化学防治一体化技术及降本增效角度着手,重点开展井筒—地面清洗一体化防治、在线加注化学药剂预防堵塞及化学药剂可重复利用等技术攻关,发展完善高含硫气田元素硫沉积的长效防治技术,全面助力气田长期稳产和高效开发。

参 考 文 献

[1] 葛枫,贾长青,李宏.四川盆地罗家寨高含硫气田安全高效开发与长期稳产关键技术[J].天然气工业,2023,43(9): 85-92.

GE Feng, JIA Changqing, LI Hong. Key technologies for safe and efficient development and long-term stable production of the LuoJiazhai high-sulfur gas field in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(9): 85-92.

[2] 胡勇,惠栋,彭先,等.高含硫气藏开发关键技术新进展、挑战及攻关方向[J].天然气工业,2022,42(12): 23-31.

HU Yong, HUI Dong, PENG Xian, et al. Key development technologies for high-sulfur gas reservoirs: New progress, challenges and key research directions[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(12): 23-31.

[3] 郭彤楼,王勇飞,柯光明.元坝气田长兴组超深层高含硫生物礁底水气藏持续稳产关键技术[J].天然气工业,2023,43(9): 93-101.

GUO Tonglou, WANG Yongfei, KE Guangming. Key technologies for sustainable production of ultra-deep high-sulfur bioherm gas reservoirs with bottom water in the Changxing Formation, Yuanba Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(9): 93-101.

[4] 文绍牧,贾长青,李宏,等.中国石油陆上首个高含硫气田国际合作项目开发理念及管理模式[J].天然气工业,2021,41(10): 58-68.

WEN Shaomu, JIA Changqing, LI Hong, et al. Development concept and management model of PetroChina's first international cooperation project of onshore high-sulfur gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(10): 58-68.

[5] 曾大乾,石志良,彭鑫岭,等.普光高含硫气田开发特征及提高采收率对策[J].断块油气田,2023,30(6): 879-887.

ZENG Daqian, SHI Zhiliang, PENG Xinling, et al. Development characteristics and countermeasures for improving gas recovery in Puguang Gas Field with high sulfur content[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(6): 879-887.

[6] 熊钢,胡勇,傅敬强,等.高含硫天然气净化技术新进展与发展方向[J].天然气工业,2023,43(9): 34-48.

XIONG Gang, HU Yong, FU Jingqiang, et al. New progress and development direction of high-sulfur natural gas purification technology[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(9): 34-48.

[7] 文绍牧,兰云霞,李翔,等.优质高效推进川东北高含硫气田重点工程实施[J].天然气与石油,2022,40(1): 125-131.

WEN Shaomu, LAN Yunxia, LI Xiang, et al. High-quality and efficient implementation of key projects in Chuandongbei high-sulfur gas field[J]. Natural Gas and Oil, 2022, 40(1): 125-131.

[8] 付德奎.普光气田气井硫堵动态特征及治理对策研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2023,45(5): 119-130.

FU Dekui. Dynamic characteristics and countermeasures of sulfur plugging in gas wells of Puguang Gas Field[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(5): 119-130.

[9] 田源,顾锡奎,王敏安,等.高含硫气田元素硫沉积研究进展[J].石油与天然气化工,2022,51(1): 78-85.

- TIAN Yuan, GU Xikui, WANG Min'an, et al. Research progress of elemental sulfur deposition in high sulfur gas fields[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2022, 51(1): 78-85.
- [10] 王国锋. 高含硫气井元素硫溶解度与硫沉积预测模型研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2024, 51(1): 46-59.
- WANG Guofeng. A model for predicting elemental sulfur solubility and deposition in high sulfur gas wells[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2024, 51(1): 46-59.
- [11] 李玉浩, 曹学文, 王文光, 等. 基于超声回波的管道沉积硫检测技术数值模拟[J]. 油气储运, 2014, 33(12): 1331-1334.
- LI Yuhao, CAO Xuewen, WANG Wenguang, et al. Numerical simulation of inspection of sulfur deposition in pipeline based on ultrasonic echo[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(12): 1331-1334.
- [12] 王志彬, 王艺衡, 孙天礼, 等. 高含硫气井井筒硫液滴动力学特征及携带规律模拟[J]. 断块油气田, 2023, 30(3): 458-465.
- WANG Zhibin, WANG Yiheng, SUN Tianli, et al. Dynamics characteristics and carrying law simulation of sulfur droplet in the wellbore of high sulfur gas well[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(3): 458-465.
- [13] 李童, 马永生, 曾大乾, 等. 液硫沉积吸附影响下高含硫气藏储层精细定量表征[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(2): 367-379.
- LI Tong, MA Yongsheng, ZENG Daqian, et al. Fine quantitative characterization of high- H_2S gas reservoirs under the influence of liquid sulfur deposition and adsorption[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 367-379.
- [14] 万莹, 王丽. 高含硫气藏元素硫溶解度测定技术[J]. 天然气工业, 2022, 42(4): 155.
- WAN Ying, WANG Li. Measurement technology for elemental sulfur solubility in high sulfur gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 155.
- [15] 李宁, 任斌, 何洋, 等. 普光气田地面集输系统硫沉积原因分析及对策[J]. 天然气与石油, 2012, 30(3): 8-10.
- LI Ning, REN Bin, HE Yang, et al. Analysis on causes of sulfur deposition in Puguang Gas Field surface gathering and transportation system and countermeasures[J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(3): 8-10.
- [16] 赵玉, 陈君, 廖丽, 等. 尖北气田高温深井堵塞物分析与解堵剂研究[J]. 石油与天然气化工, 2023, 52(3): 81-86.
- ZHAO Yu, CHEN Jun, LIAO Li, et al. Analysis of blockage and study on blockage removing agent in high temperature deep well of Jianbei gas field[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2023, 52(3): 81-86.
- [17] 吴伟然, 马原, 刘伟. 一种新的防垢型除硫剂及其应用效果[J]. 应用化工, 2022, 51(增刊 1): 311-314.
- WU Weiran, MA Yuan, LIU Wei. A new anti-scaling desulfurizer and its application effect[J]. Applied Chemical Industry, 2022, 51(S1): 311-314.
- [18] 李童, 马永生, 曾大乾, 等. 高含硫气藏地层硫沉积研究进展及展望[J]. 断块油气田, 2022, 29(4): 433-440.
- LI Tong, MA Yongsheng, ZENG Daqian, et al. Research progress and prospect of formation sulfur deposition in high sulfur gas reservoirs[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(4): 433-440.
- [19] 涂彦, 黄琰, 陈静. 硫溶剂在国外高含硫气田中的应用[J]. 石油与天然气化工, 2008, 37(1): 44-47.
- TU Yan, HUANG Ying, CHEN Jing. The application of sulfur solvent in high Sour gas field of overseas[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2008, 37(1): 44-47.
- [20] DAVIS P M, CLARK P D. Sulfur deposition in sour gas facilities[J]. Quarterly Bulletin, 1996, 33(2): 1-40.
- [21] HANDS N, OZ B, ROBERTS B, et al. Advances in the prediction and management of elemental sulfur deposition associated with sour gas production from fractured carbonate reservoirs[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: SPE, 2002: SPE-77332-MS.
- [22] MATSUSHITA Y, YASUDA S. Preparation and evaluation of lignosulfonates as a dispersant for gypsum paste from acid hydrolysis lignin[J]. Bioresource Technology, 2005, 96(4): 465-470.
- [23] SERIN J P, JAY S, CÉZAC P, et al. Experimental studies of solubility of elemental sulphur in supercritical carbon dioxide[J]. The Journal of Supercritical Fluids, 2010, 53(1/3): 12-16.
- [24] LEVEY S, SMITH C, MURUGAN P. Novel high uptake sulfur solvent systems And methods for making and using same: US 20140128308 A1[P]. 2014-05-08.
- [25] LEVEY S, SMITH C, MURUGAN P. High uptake sulfur solvent systems and methods for making and using same: US 9169717 B2[P]. 2015-10-27.
- [26] ABRAHAM M H, ACREE W E, Jr. Descriptors for cyclooctasulfur: Estimation of water-solvent partition coefficients, solubilities in solvents, and physicochemical properties[J]. ACS Omega, 2018, 3(5): 5516-5521.
- [27] 李丽, 刘建仪, 宋昭杰, 等. 含硫气井新型高效溶硫剂体系的研制及评价[J]. 应用化工, 2011, 40(11): 1905-1908.
- LI Li, LIU Jianyi, SONG Zhaojie, et al. Development and evaluation of new efficient sulfur solvent system in sulfur gas well[J]. Applied Chemical Industry, 2011, 40(11): 1905-1908.
- [28] 徐国玲, 王慧, 王振华, 等. 高含硫气井新型胺类溶硫剂的性能研究: 溶硫规律和再生性能(上)[J]. 石油与天然气化工, 2015, 44(5): 82-85.
- XU Guoling, WANG Hui, WANG Zhenhua, et al. Performance studies on new sulfur solvent containing amine for high-sulfur gas well: Dissolving sulfur rule and regeneration property (I)[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2015, 44(5): 82-85.
- [29] 黄雪松, 汪沈阳, 郭远明, 等. 高含硫气井新型胺类溶硫剂的性能研究: 腐蚀性、配伍性和现场应用(下)[J]. 石油与天然

- 气化工, 2015, 44(6): 70-75.
- HUANG Xuesong, WANG Shenyang, GUO Yuanming, et al. Performance studies on a new sulfur solvent containing amines for high-sulfur gas wells: corrosivity, compatibility and field application (II)[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2015, 44(6): 70-75.
- [30] 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, 2012, 41(1): 58-61.
- HUANG Xuesong, WEI Xing. Research and application of sulfur dissolving agents in high sulfur gas fields[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2012, 41(1): 58-61.
- [31] 徐敏. 高含硫气井井筒溶硫剂研究及评价 [D]. 西安: 西安石油大学, 2023.
- XU Min. Research and evaluation of sulfur soluble agent in high sulfur gas well[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2023.
- [32] 先小洪, 李伟, 梁君, 等. 一种适用于现场应用的溶硫量快速测定方法研究 [J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(6): 96-100.
- XIAN Xiaohong, LI Wei, LIANG Jun, et al. Study of a rapid determination method of sulfur-dissolved content for field application[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2021, 50(6): 96-100.
- [33] 陈珑. 溶硫剂与缓蚀剂对酸气集输管线腐蚀行为影响研究 [D]. 重庆: 重庆科技学院, 2023.
- CHEN Long. Research on the influence of sulfur dissolving agents and corrosion inhibitors on the corrosion behavior of acid gas gathering and transportation pipelines[D]. Chongqing: Chongqing University of Science & Technology, 2023.
- [34] 张建, 孟庆华, 安文鹏, 等. 中国高含硫天然气集输与处理技术进展 [J]. 油气储运, 2022, 41(6): 657-666.
- ZHANG Jian, MENG Qinghua, AN Wenpeng, et al. Progress on gathering and treatment technologies of high-sulfur natural gas in China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(6): 657-666.
- [35] 于超. 含硫气田低毒高效溶硫剂的性能研究与评价 [J]. 安全、健康和环境, 2022, 22(3): 28-33.
- YU Chao. Performance research and evaluation of low-toxicity and high-efficiency sulfur dissolving agent in sour gas fields[J]. Safety Health & Environment, 2022, 22(3): 28-33.
- [36] 兰云霞, 贾长青, 廖华伟, 等. 罗家寨高含硫气藏基于稳产的优化配产方法 [J]. 特种油气藏, 2024, 31(3): 143-149.
- LAN Yunxia, JIA Changqing, LIAO Huawei, et al. Optimized proration plan based on stable production in LuoJiazhai high-sulfur gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(3): 143-149.
- [37] 吴明, 谢飞, 陈旭, 等. 埋地油气管道腐蚀失效研究进展及思考 [J]. 油气储运, 2022, 41(6): 712-722.
- WU Ming, XIE Fei, CHEN Xu, et al. Research progress and thinking on corrosion failure of buried oil and gas pipelines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(6): 712-722.
- [38] 孙天礼, 韩雪, 黄仕林, 等. 元坝高酸性气田地面管道内腐蚀预测 [J]. 油气储运, 2023, 42(1): 40-45.
- SUN Tianli, HAN Xue, HUANG Shilin, et al. Internal corrosion prediction of ground pipeline of Yuanba high-sour gasfield[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2023, 42(1): 40-45.
- [39] 高子丘, 顾少华, 曾佳, 等. 高含硫气井井筒硫沉积模型 [J]. 断块油气田, 2022, 29(1): 139-144.
- GAO Ziqiu, GU Shaohua, ZENG Jia, et al. The sulfur deposition model in the wellbore of high sulfur gas wells[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(1): 139-144.
- [40] 刘成川, 王本成. 元坝气田超深层高含硫气井硫沉积预测 [J]. 科学技术与工程, 2020, 20(6): 2223-2230.
- LIU Chengchuan, WANG Bencheng. Prediction of sulfur deposition in ultra-deep and high-sulfur gas well of Yuanba gas field[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(6): 2223-2230.

(修改回稿日期 2024-09-27 编辑 张晓雪)



本文互动