



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2022.01.26.01

文章编号: 1674-5086(2022)03-0176-12

中图分类号: TE39

文献标志码: A

川西老区中浅层新型泡排药剂研发与应用

李祖友^{1*}, 唐雷¹, 殷鸿尧², 冯玉军²

1. 中国石化西南油气分公司采气一厂, 四川 德阳 618000; 2. 四川大学高分子研究所, 四川 成都 610000

摘要: 川西老区中浅层气井已总体处于低压低产阶段, 井口压力低于 1 MPa 占比 76.13%, 产量低于 $0.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 占比 57.14%, 80.62% 的气井已介入泡排工艺, 但泡排工艺效果逐渐变差。针对高含凝析油气井泡排效果差、低压低产气井泡排低效及积液与乳化并存致气井治理难度大等问题, 研发了 3 种新型 SCU 系列泡排剂。通过建立 CHSB-SDS-PFBS 三元表面活性剂体系, 研发了高抗凝析油泡排药剂 SCU-2, 可将气液表面张力降低至 26.73 mN/m, 抗凝析油含量达 50%; 优选反应体系及催化剂, 研发了自生能量型泡排药剂 SCU-3, 可在井筒发生化学反应生成 N_2 , 并释放热量, 提高低压低产井泡沫举升效率; 优选复合酸与抗油性表面活性剂复配, 研发了净化与排液一体化药剂 SCU-6, 同等浓度下降黏能力优于常规净化剂, 起泡能力优于常规泡排剂。SCU 系列药剂应用 138 口井, 有效率 89.73%, 增产天然气 $774 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。新药剂拓展了泡排工艺技术的应用范围, 具有良好推广应用前景。

关键词: 泡沫排液; 高含凝析油; 自生能量; 净化与排液一体化; 表面活性剂; SCU 系列泡排剂

Development and Application of New Foaming Agent for Gas Drainage in Middle and Shallow Layer of Western Sichuan

LI Zuyou^{1*}, TANG Lei¹, YIN Hongyao², FENG Yujun²

1. No.1 Gas Production Plant, Southwest Petroleum Branch, SINOPEC, Deyang, Sichuan 618000, China

2. Polymer Research Institute, Sichuan University, Chengdu, Sichuan 610000, China

Abstract: The middle shallow gas well in the old part of Sichuan Basin has been in the low pressure and low production stage. The gas wells with wellhead pressure lower than 1 MPa accounted for 76.13%, and the production lower than $0.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ accounted for 57.14%; 80.62% of the gas wells have been involved in the bubble discharge process, but the effect of bubbling process is gradually getting worse. In view of the poor bubble drainage effect of high condensate oil and gas wells, the low bubble drainage efficiency of low-pressure and low production gas wells, and the difficulty of gas well treatment caused by the coexistence of effusion and emulsification, three new SCU series foam discharge agents have been developed. By establishing CHSB-SDS-PFBS ternary surfactant system, we developed a high anticondensation oil bubble drainage agent SCU-2, which could reduce the gas-liquid surface tension to 26.73 mN/m and hold 50% content of anticondensation condensate. Through the optimization of reaction system and catalyst, we developed self generated energy type foam discharge agent SCU-3, which could generate N_2 and heat in the wellbore and increase the foam lifting efficiency in low pressure and low production wells. Optimizing the combination of compound acid and oil resistant surfactant, we developed the purification and drainage integrated foaming agent SCU-6, which is better than conventional foaming agent for gas drainage in the properties of reducing viscosity and foaming ability with same concentration. Currently, SCU series foaming agent have been applied in 138 gas wells with 89.73% effective rate and $774 \times 10^4 \text{ m}^3$ gas production increase. The new foaming agent gas drainage expand the application scope of foam drainage technology and have excellent prospect of popularization and application.

Keywords: foaming agent for gas drainage; high condensate content; autogenous energy; purification and drainage integration; surfactant; SCU series foaming agent

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20220530.1435.014.html>

李祖友, 唐雷, 殷鸿尧, 等. 川西老区中浅层新型泡排药剂研发与应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(3): 176-187.

LI Zuyou, TANG Lei, YIN Hongyao, et al. Development and Application of New Foaming Agent for Gas Drainage in Middle and Shallow Layer of Western Sichuan[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(3): 176-187.

* 收稿日期: 2022-01-26 网络出版时间: 2022-05-31

通信作者: 李祖友, E-mail: lizuyou.xnyq@sinopec.com

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX050048-004-004)

引 言

随着川西老区中浅层气藏能量不断衰竭,大部分气井已进入低压、低产期,气井自然携液能力持续下降导致井筒普遍存在积液,泡沫排液是目前最经济有效的稳产工艺技术^[1-3],但近年来泡排工艺措施效果不断变差,分析主要有以下 3 方面原因:(1)沙溪庙组气藏气井普遍产凝析油,含量 5.00%~71.00%,凝析油的存在使泡排剂产生的泡沫迅速衰变,导致起泡能力及携液能力降低,影响泡排工艺技术效果^[3-5];(2)随着气井能量不断降低,产量低于携泡临界流量的气井日益增多,且多层合采井下层水淹较普遍,导致泡排效果逐渐变差^[2-3];(3)气井生产后期,井筒普遍存乳化液污染,乳化液黏度高、含凝析油、蜡等有机物,导致泡排剂几乎不起泡,难以返排^[6-8]。针对上述原因造成的生产异常,前期开展了药剂参数、加注工艺、助排方式等技术优化,但无法从根本上解决问题。因此,有必要开展新型泡排剂研发,建立新型泡排工艺技术,针对性解决高含凝析油气井泡排效果差、低压低产井泡排低效、积液与乳化污染并存导致气井生产异常

等难题,支撑老区气藏稳产。

1 新型泡排药剂研发

针对凝析油消泡问题,在明确消泡机理的基础上,优选阴离子表面活性剂、两性离子表面活性剂及氟碳表面活性剂,研发了抗含 50% 凝析油的 CHSB-SDS-PFBS 三元表面活性剂体系泡排剂 SCU-2。优选亚硝酸盐和铵盐的反应体系,研制了自生能量型泡排剂 SCU-3,提高了产量低于携泡临界流量及多层合采井下层水淹气井的泡排效果。优选酸和表面活性剂复配,研制了具有溶垢、溶有机质、降黏、发泡等多重性能的净化与排液一体化药剂 SCU-6,解决了井筒积液与乳化污染双重难题。

1.1 高抗凝析油泡排剂 SCU-2

1.1.1 凝析油成分分析

选取川西中浅层气藏不同气井中的 3 个凝析油样品进行成分分析,结果表明,凝析油主要为 C₄—C₂₀ 饱和烷烃,其次有一定量不饱和烃及微量表面活性剂(表 1)。

表 1 凝析油成分分析
Tab. 1 Composition analysis of condensate

样品号	外观分析	无机成分	有机成分
1	黄色浑浊液体,凝析油气味	硫酸钠 0.5%~1.0% 氯化钠 0.5%~1.0% 氯化铁 0.5%~1.0% 水 24.0%~25.0%	73.00%~74.00%。主要为 C ₆ —C ₁₁ 长链烷烃,并含有一定量环烷烃(C ₇ —C ₉)和芳烃(C ₇ —C ₁₀)
2	乳白色浑浊液体,凝析油气味	水 12.5%~13.5%	86.50%~87.50%。其中,C ₄ —C ₂₀ 饱和烷烃 81.09%;C ₈ —C ₁₈ 烯烃和炔烃 1.63%;C ₈ —C ₂₀ 芳烃 6.28%;椰油酰胺丙基甜菜碱 0.10%~0.30%;十二烷基二甲基甜菜碱 0.08%~0.12%;十二烷三甲基硫酸甲酯铵盐 0.08%~0.12%
3	无色澄清透明液体,凝析油气味	水 0.7%~0.8%	99.20%~99.30%。主要成分为芳烃溶剂油和脱芳烃溶剂油,其中,烷烃(C ₅ —C ₂₄)67.30%,芳烃(C ₇ —C ₂₄)31.15%,三油酸甘油酯 0.70%~0.80%,月桂酸 0.70%~0.90%

1.1.2 凝析油消泡机理

凝析油主要成分为低碳烷烃,低碳烷烃遇泡沫液膜会渗入其中,导致泡沫遇油消泡,是影响泡沫稳定的主要因素。油在泡沫表面铺展可以用 Harkins 提出的铺展系数 S , Robinson 和 Woods 根据热力学原理提出的进入系数 E 来预估^[9]

$$S = \sigma_f - \sigma_{of} - \sigma_o \tag{1}$$

$$E = \sigma_f + \sigma_{of} - \sigma_o \tag{2}$$

联立式(1)和式(2),可得

$$E = S + 2\sigma_{of} \tag{3}$$

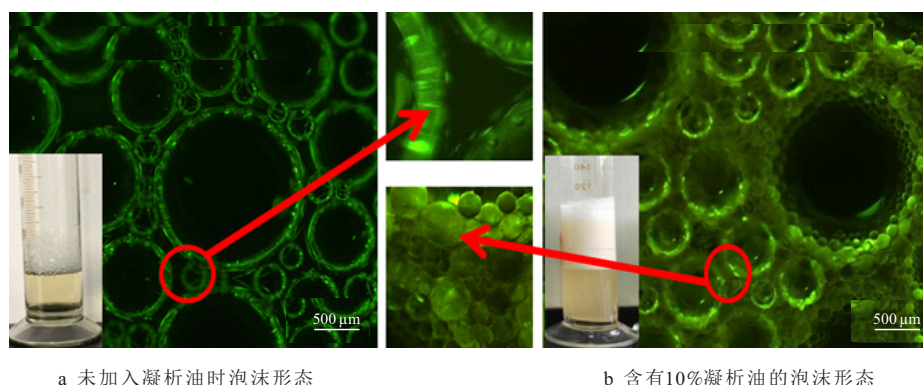
式中:

- σ_f —泡沫溶液表面张力, N/m;
- σ_o —油的表面张力, N/m;
- σ_{of} —泡沫溶液与油间的表面张力, N/m。

进入系数 E 表征油滴进入泡沫液膜的驱动力,当 $E>0$ 时,油滴将会进入泡沫液膜;铺展系数 S 表征原油在泡膜表面的铺展能力, $S>0$ 时,原油在泡沫液膜表面铺展,将引起界面性质改变,影响

泡沫液膜稳定性。泡沫溶液的气水表面张力一般为 30 mN/m , 而表面活性剂油水界面张力一般为 $10^{-1} \sim 10^3 \text{ mN/m}$, 因此, 当泡沫遇油后, 按能量分布最小原则, 表面活性剂分子会自动从气水界面向油水界面转移, 导致气水界面表面活性剂分子数量减少, 表面张力提高, 泡沫稳定性变差乃至破裂^[9-10]。

采用共聚焦荧光显微镜进一步观察了凝析油对泡沫的影响, 发现油遇泡沫时, 油进入并在泡膜表面铺展, 将原本吸附在液膜表面的起泡剂分子排挤出去, 同时在液膜通道形成小油滴, 使部分起泡剂分子转移至油滴表面, 二者共同作用导致气液界面膜黏弹性下降, 最终导致泡沫破裂(图 1)。



a 未加入凝析油时泡沫形态

b 含有10%凝析油的泡沫形态

图 1 共聚焦荧光显微镜泡沫照片

Fig. 1 Foam shape in confocal fluorescence microscope

1.1.3 高抗凝析油泡排剂研发

(1) 研发思路

根据凝析油消泡机理, 提高起泡剂的耐油性, 可从起泡剂的分子结构入手。常用的起泡剂分子是两亲结构, 一端是非极性的烃基(亲油链), 另一端是亲水性较强的极性端(亲水链)^[11-12]。一般情况下, 起泡剂的亲油链为正构饱和烃, 且链足够长为好。亲油基团在泡沫上定向排列时亲油链之间横向引力增加, 稳定性好。在亲油基选定的基础上, 亲水基的亲水性越强, 形成泡膜的排液速率越慢, 泡沫越稳定。碳链长的起泡剂亲油性好, 而碳链短的起泡剂亲水性好^[13-14]。因此, 在筛选耐油性的起泡剂时, 选用碳链长度适中的分子骨架或在较长的碳链上引入多种亲水基团和憎油基团, 形成亲水亲油性能具有一定分布的多组分构成的起泡剂体系, 从而提高起泡剂对环境的适应性, 保证井筒深部的泡沫稳定性^[15-17]。

(2) 阴离子和两性离子表面活性剂的复配

当阴离子表面活性剂与两性离子表面活性剂进行复配后, 阴离子表面活性剂上面的阴离子头基与两性离子表面活性剂上面的阳离子头基结合, 使表面活性剂在泡沫液膜上排布的更加紧密, 这样当油滴接触到泡沫液膜时, 会形成稳定的假乳液膜。因此, 阴离子表面活性剂与两性离子表面活性剂在有油存在的情况下也具有良好的起泡与稳

泡能力^[18]。

椰油酰胺丙基羟磺基甜菜碱 CHSB 具有良好的耐油性和耐盐能力, 而十二烷基硫酸铵 SDS 是产量和用量都很大的一种阴离子型表面活性剂^[19]。因此, 高抗凝析油泡排剂 SCU-2 中的主剂配方采用 CHSB 和 SDS 进行复配。

为了确定 CHSB 和 SDS 的最佳复配比例, 按照不同比例对 CHSB 和 SDS 进行复配, CHSB:SDS 比例分别为 0:10、2:8、4:6、6:4、8:2 和 10:0。用罗氏泡沫仪测定了各种复配比例下的起泡高度和半衰期。结果表明, CHSB 与 SDS 比例 4:1 时, 起泡高度和半衰期最大(图 2, 表 2), 由此确定为最佳复配比例。

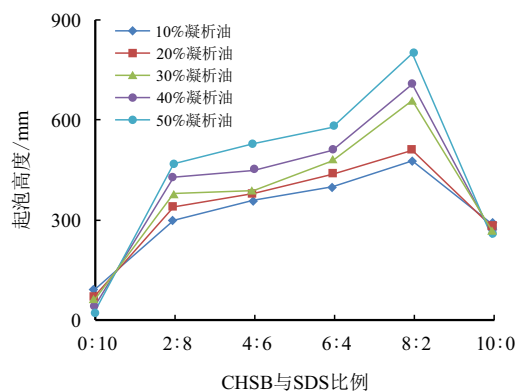


图 2 不同 CHSB 与 SDS 比例下的最大泡沫高度

Fig. 2 Statistics of maximum foam height under different ratios CHSB and SDS

表 2 不同 CHSB 与 SDS 比例下的泡沫半衰期
Tab. 2 Statistics of foam half-life under different ratios of CHSB and SDS

凝析油含量/ %	不同复配比例下泡沫半衰期/s					
	0 : 10	2 : 8	4 : 6	6 : 4	8 : 2	10 : 0
10	80	412	740	840	1 500	400
20	79	490	747	1 716	2 145	390
30	70	633	1 127	1 812	2 757	370
40	55	824	1 179	2 015	2 915	350
50	30	937	1 295	2 537	3 480	335

(3) 三元表面活性剂体系

氟碳表面活性剂, 具有一个既憎水又憎油的氟碳链(可以是直链或支链), 可以大幅度降低表面张力, 同时可以根据需求改变它的结构和长度, 提高热稳定和化学稳定性^[20]。为进一步提高药剂性能, 在 CHSB-SDS 二元表面活性剂体系中引入氟碳表面活性剂 PFBS, 建立了 CHSB-SDS-PFBS 三元表面活性剂体系。

为了确定体系中氟碳表面活性剂的浓度, 测试了氟碳表面活性剂浓度为 1%、2%、3% 和 4%, 泡排剂浓度为 5% 时, 不同凝析油含量下的起泡高度及半衰期, 结果如图 3 所示, 可以看出, 当泡排剂中氟碳表面活性剂含量为 3% 时, 起泡高度和半衰期最大, 综合性能最佳。由此确定了三元表面活性剂体系中各药剂比例, 同时加入增黏剂、稳泡剂等其他助剂, 研发形成了高抗凝析油泡排剂 SCU-2。

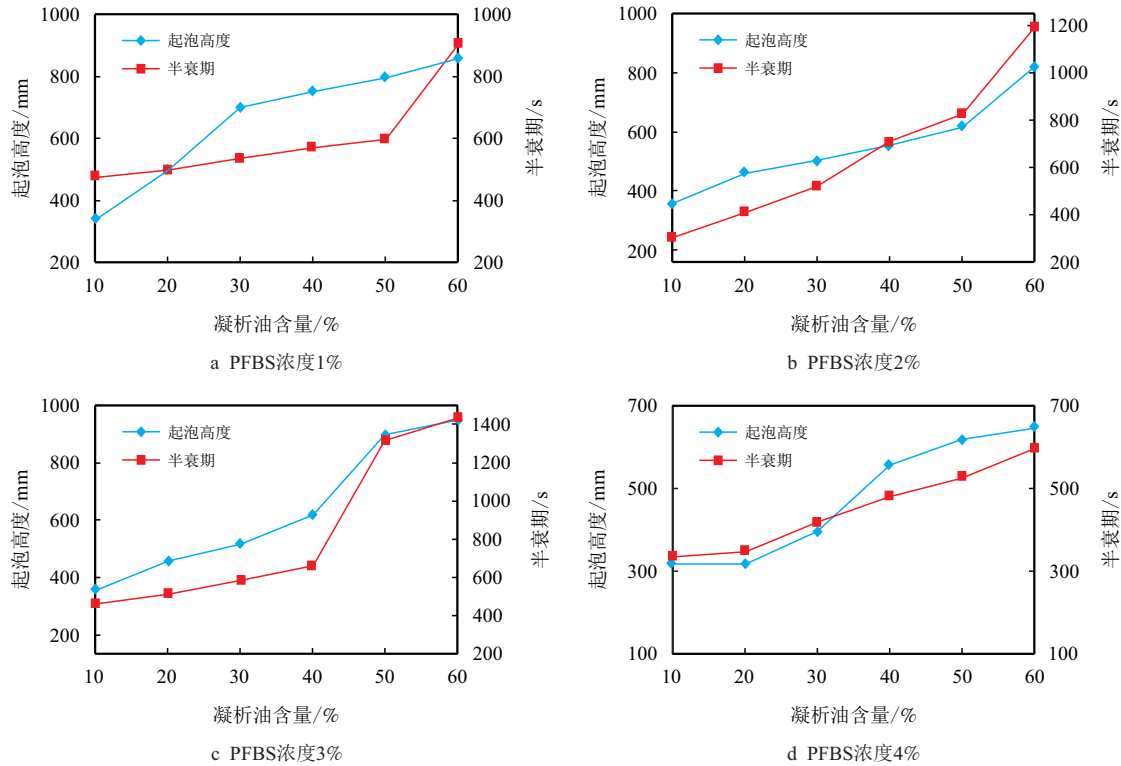


图 3 不同氟碳表面活性剂浓度泡排剂的泡沫性能图
Fig. 3 Foaming performance of foaming agent with different fluorocarbon surfactant concentration

1.1.4 药剂性能评价

(1) SCU-2 表面张力评价

图 4 为不同药剂浓度下高抗凝析油泡排剂 SCU-2 与常规泡排剂 XHY-4A 的表面张力对比, 由图 4 可以看出, 相同药剂浓度下 SCU-2 泡排剂的表面张力均低于 XHY-4A, 最低可降至

26.73 mN/m, 携液能力增强^[21]。

(2) SCU-2 泡沫综合性能评价

对比凝析油作用下 SCU-2 与 XHY-4A 泡沫微观形态, 并在不同凝析油含量、温度 80 °C、矿化度 4×10⁴ mg/L 的条件下, 对 SCU-2 与 XHY-4A 泡排剂的起泡高度、半衰期及携液量进行对比评

价,结果如图 5 所示,由图 5 可以看出,随凝析油含量的升高,XHY-4A 的起泡高度持续下降,而 SCU-2 的起泡高度则先上升后下降,当凝析油含量为 50% 时,起泡高度为 580 mm;随凝析油含量的升高,SCU-2 的半衰期最高为 950 s,而 XHY-4A 的半衰期最高仅为 210 s;随凝析油含量的升高,XHY-4A 的携液量从 160 mL 下降至 70 mL,而 SCU-2 的携液量从 165 mL 升至 181 mL 后,再降至 172 mL。实验结果表明,SCU-2 的抗凝析油能力远优于 XHY-4A,抗凝析油含量达 50%,药剂最佳使用浓度为 0.3%~0.5%。

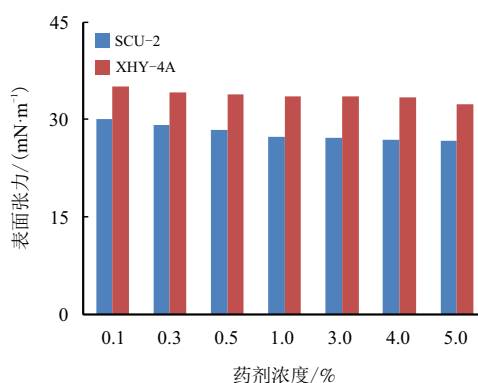


图 4 表面张力测定结果对比

Fig. 4 Comparison of surface tension measurement results

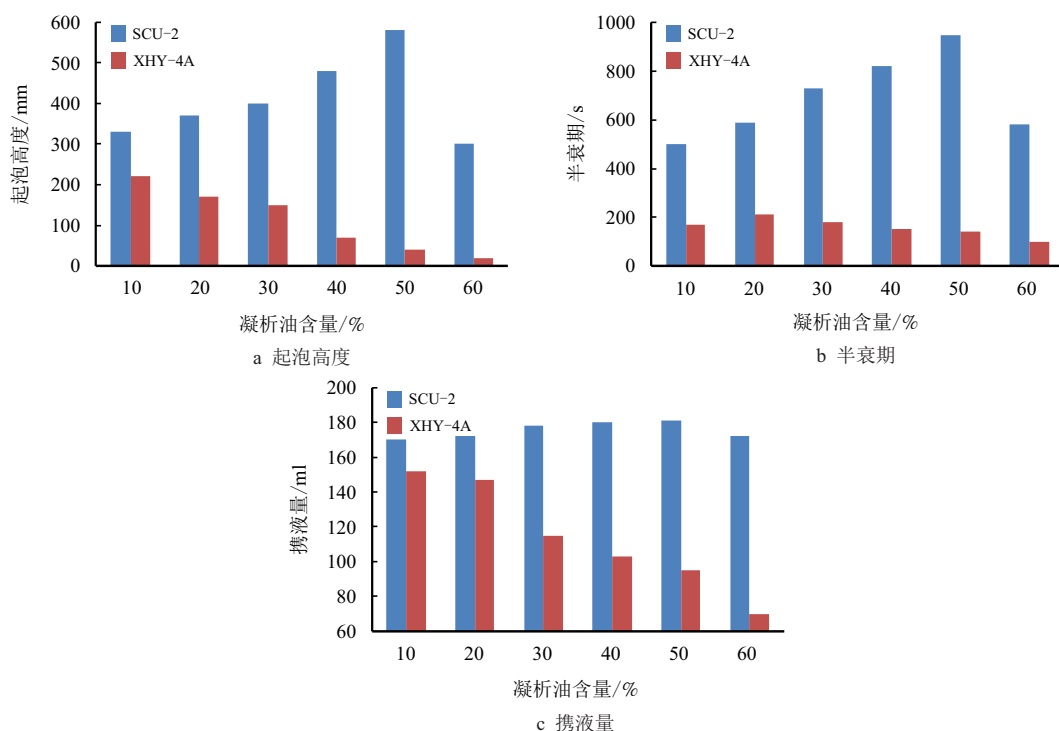


图 5 SCU-2 与 XHY-4A 在不同凝析油含量条件下泡排性能对比

Fig. 5 Comparison of foam drainage performance of SCU-2 and XHY-4A under different condensate oil content conditions

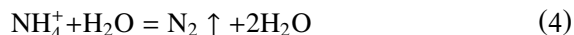
1.2 自生能量型泡排剂 SCU-3

1.2.1 反应体系优选

自生能量型泡排工艺技术是通过先后向井筒加注两种药剂,药剂与井内积液发生化学反应生成热量和气体,将积液转化为泡沫带出井筒^[22-23]。

表 3 为 6 种反应体系的产气、产热能力及安全性等因素对比分析,可以看出,亚硝酸盐和铵盐的反应体系具较大优势,1 m³、3 mol/L 溶液可生成 68.75 m³ 气体、879 MJ 热量,其产气能力、产热能力最佳。N₂ 属惰性气体,可与一切基液配伍,而 CO₂ 泡沫只能与水、甲醇、乙醇等溶剂配伍,且 CO₂ 腐蚀

是川西地区主要腐蚀类型之一^[24-25]。因此,确定自生能量型泡排工艺技术的反应体系为 N₂ 反应体系,见式(4)



从价格和水溶性两方面考虑,选取 NH₄Cl+NaNO₂ 与 CO(NH₂)₂+NaNO₂ 两种体系,在酸性环境中测量这两种体系的起泡能力与稳泡能力,结果见表 4,可以看出,NH₄Cl+NaNO₂ 体系产生的泡沫量优于 CO(NH₂)₂+NaNO₂ 体系,因此,确定 NH₄Cl+NaNO₂ 作为主反应体系,亚硝酸钠与氯化铵作为主反应剂。

表 3 自生能量型反应体系优选
Tab. 3 Optimization of autogenous energy type reaction system

反应体系	产气能力	产热能力	腐蚀性	气源安全性	反应是否可控
铵盐+亚硝酸盐	强	大量放热	弱	惰性气体 N ₂	是
碳酸盐+强酸	强	少量放热	强	弱酸性气体 CO ₂	否
碳酸氢盐+强酸	强	少量吸热	强	弱酸性气体 CO ₂	否
碳酸氢钠分解	较强	大量吸热	弱	弱酸性气体 CO ₂	否
过氧化氢分解	强	大量放热	强	助燃气体 O ₂	是
三氧化铬+多羟基醛化物	较强	少量放热	强	弱酸性气体 CO ₂	是

表 4 两种反应体系下起泡能力与稳泡能力对比
Tab. 4 Comparison of foaming ability and foam stabilizing ability under two reaction systems

反应体系	最大泡高/ mm	3 min 后泡 高/mm
NH ₄ Cl+NaNO ₂	580	560
CO(NH ₂) ₂ +NaNO ₂	360	340

1.2.2 催化剂优选

NH₄⁺与NO₂⁻在酸液中反应速度会加快,所以在反应液上加酸作为催化剂,可以提高反应速率,生成更多泡沫。根据该反应体系化学反应动力学,H⁺浓度是控制该化学反应速率的关键因素^[26]。选取乙酸、柠檬酸和盐酸等 3 种常用酸性催化剂,并对其催化能力进行系统研究,结果如图 6 所示,可以看出,在乙酸催化下,药剂的起泡性明显优于另外两种体系,这是由于乙酸为弱酸,在 pH 值=3 时,随着反应过程中 H⁺ 的消耗,不断有新的 H⁺ 产生,使 pH 值上升较慢,反应液一直保持在酸性环境,一直对反应起催化作用;而盐酸为强酸,pH 值=3 时基本上全部电离为 H⁺ 和 Cl⁻,H⁺ 消耗后没有新的 H⁺ 补充,催化作用时间短。

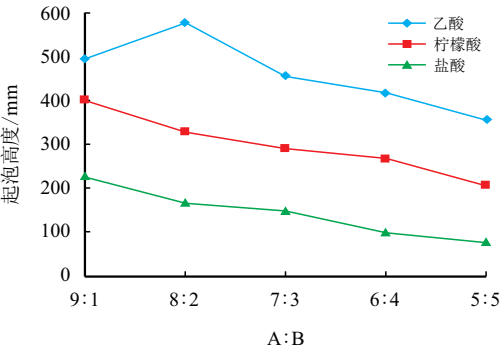


图 6 3 种酸催化下起泡高度
Fig. 6 Maximum foam height under three acid catalysis

根据上述药剂对比,优选氯化铵(A1 剂)与亚硝酸钠(A2 剂)为自生氮气体系,乙酸(B 剂)为催化剂,辅以起泡剂和稳泡剂和其他添加剂,研制了自生气泡排剂 SCU-3。基于不同 A(A1, A2)、B 剂比例反应后最大泡沫高度(图 6)及发热温度(图 7),确

定药剂最佳使用比例为 A : B=4 : 1。

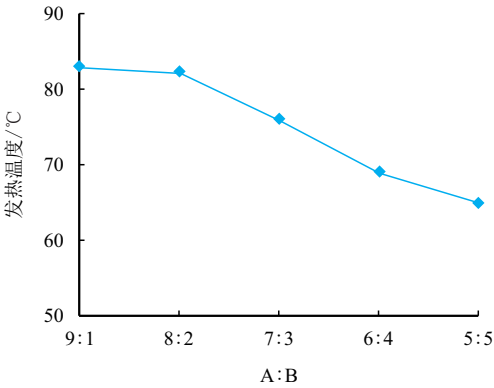


图 7 不同比例下自生能量型泡排剂的发热温度
Fig. 7 Heating temperature of autogenous energy foaming agent under different proportions

1.2.3 药剂最佳使用浓度

在 A : B=4 : 1 的基础上,分析主剂 A 在不同浓度下携液能力。当主剂 A 浓度 50% 时,泡排剂携液率达 98%,效果最优,因此,确定 A 剂最佳使用浓度为 50%,B 剂最佳使用浓度为 12.5%(表 5)。

表 5 自生能量型泡排剂最佳使用浓度优选
Tab. 5 Optimization of optimum concentration of autogenous foaming agent

序号	A : B	A 剂浓度/ %	口袋积液 排出率/%	稳泡描述	携液率/ %
1	4 : 1	10	24	稳泡性 能优良	24
2		20	40		40
3		30	56		56
4		40	92		92
5		50	98		98
6		60	93		93
7		70	90		90

1.2.4 药剂性能评价

(1) SCU-3 表面张力评价

表 6 为表面张力测试结果,可以看出,药剂浓度 5% 时,SCU-3(A1)的表面张力为 27.58 mN·m⁻¹,较常规泡排剂表面张力 33 mN·m⁻¹ 下降了 16%; SCU-3(A2)的表面张力 28.31 mN·m⁻¹,较常规泡排剂表面张力 33 mN·m⁻¹ 下降了 14%,携液能力更强。

表 6 SCU-3(A1)和 SCU-3(A2)表面张力测试
Tab. 6 Surface tension test of SCU-3 (A1) and SCU-3 (A2)

泡排剂	外观	不同加量表面张力/(mN·m ⁻¹)						
		0.1 %	0.3 %	0.5 %	1.0 %	3.0 %	4.0 %	5.0 %
SCU-3(A1)	浅黄色透明液体	32.12	30.35	29.03	28.94	28.37	27.91	27.58
SCU-3(A2)	黄色透明液体	33.11	32.67	30.14	29.65	28.52	28.47	28.31

(2) SCU-3 泡沫性能评价

对比 SCU-3 与原有药剂 XHY-16 的泡沫性能表明,当反应药剂与催化剂比例为 4:1 时,SCU-3

最大起泡高度 580 mm,半衰期 39 min,而 XHY-16 最大起泡高度 400 mm,半衰期 2 min,SCU-3 性能较优(图 8)。

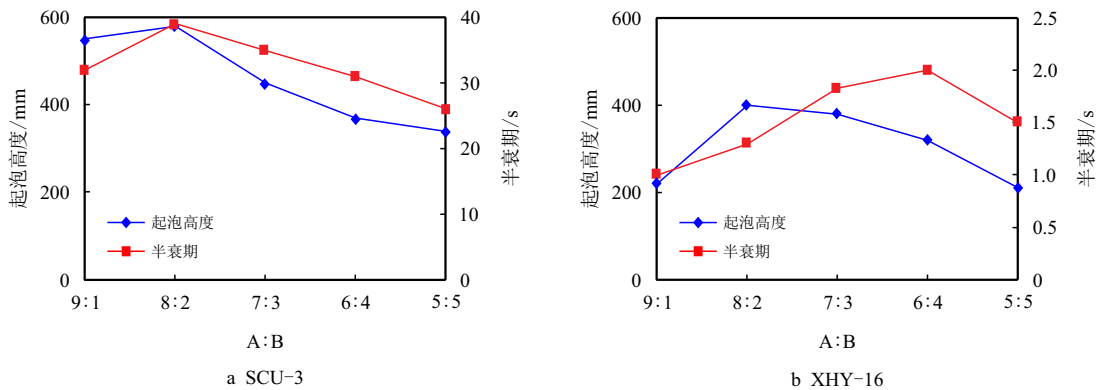


图 8 SCU-3 与 XHY-16 药剂性能对比图
Fig. 8 Performance comparison between SCU-3 and XHY-16

1.3 净化与排液一体化药剂 SCU-6

1.3.1 乳化液成分分析

川西老区中浅层气井普遍存在乳化,对 87 个井站产液开展黏度监测,平均黏度 2.98 mPa·s,最高

60.5 mPa·s,高黏乳液导致泡排低效甚至无效,形成乳化与积液双重污染。表 7 为 6 个不同气井返排乳化液样品分析结果,可以看出,乳化液中主要成分为水、凝析油及少量表面活性剂。

表 7 乳化液成分分析
Tab. 7 Composition analysis of foam drainage emulsion

样品号	外观分析	无机成分	有机成分
1	乳白色液体,凝析油气味	水: 90.1 %~90.5 %	椰油酰胺丙基甜菜碱: 1.20 %~1.60 %; 十二烷基二甲基甜菜碱: 0.10 %~0.50 %; 十二烷基三甲基氯化铵: 0.20 %~0.60 %; 烷烃溶剂油: 5.90 %~6.30 %; 芳烃溶剂油: 1.20 %~1.60 %
2	乳白色浑浊液体,明显凝析油气味	水: 96.8 %~97.2 %; 硫酸钠: 0.4 %~0.6 %	椰油酰胺丙基甜菜碱: 1.30 %~1.70 %; 十二烷基二甲基甜菜碱: 0.20 %~0.60 %; 十二烷基三甲基氯化铵: 0.20 %~0.60 % 烷烃溶剂油: 0.10 %~0.30 %; 芳烃溶剂油: 0.02 %~0.06 %
3	黑褐色液体,凝析油气味及恶臭味	水: 93.5 %~93.9 %; 硫酸钠: 0.4 %~0.8 %	椰油酰胺丙基甜菜碱: 0.50 %~0.90 %; 十二烷基二甲基甜菜碱: 0.10 %~0.30 % 十二烷基三甲基氯化铵: 0.10 %~0.30 %; 烷烃溶剂油: 3.60 %~4.00 %; 芳烃溶剂油: 0.40 %~0.80 %
4	黑色液体,凝析油气味及恶臭味	氯化钠: 0.1 %~0.3 %; 水: 12.0 %~13.0 %	十二烷基二甲基甜菜碱: 0.08 %~0.12 %; 椰油酰胺丙基甜菜碱: 0.10 %~0.30 %; 十二烷基三甲基硫酸甲酯铵盐: 0.08 %~0.12 % 凝析油: 86.50 %~87.50 %
5	乳白色液体,凝析油气味	硫酸钠: 0.5 %~1.0 %; 氯化钠: 0.5 %~1.0 %; 氧化铁: 0.5 %~1.0 %	凝析油: 73.00 %~74.00 %
6	乳白色气味,凝析油气味	水: 58.0 %~59.0 %	椰油酰胺丙基甜菜碱: 1.30 %~1.50 %; 十二烷基二甲基甜菜碱: 0.40 %~0.60 %; 十二烷基三甲基氯化铵: 0.50 %~0.90 %; 凝析油: 37.00 %~39.00 %

1.3.2 净化与排液一体化药剂研发

(1) 药剂研发思路

根据性质降黏体系主要分为 3 类: 酸类、表面活性剂类、溶剂类^[27-28]。酸性体系中的活泼 H⁺ 可吸附在乳液液滴表面, 形成一层阳离子膜, 使乳液滴间产生同电荷排斥, 阻止液滴聚结, 达到降低黏度的目的^[29]。一些特殊表面活性剂具有很强的表面集聚趋势, 在排挤原有表面活性剂后所形成的新乳液稳定性远低于原乳液, 导致乳液部分破乳^[30]。对于高含油乳液而言, 部分特殊溶剂的引入可加强原乳液中油的活性, 从而降低乳液稳定性^[31]。

3 种降黏体系对川西中浅层乳化液降黏测试表明, 酸液体系虽然对乳化液降黏幅度较小, 但二次乳化后黏度反弹幅度也较小; 表面活性剂降黏作用明显, 但二次乳化后黏度反弹较大; 川西中浅层乳化液含油量较低, 溶剂类乳化液基本没有降黏作用, 且二次乳化后黏度增加明显。

分析认为, 以酸体系与表面活性剂体系复合作用的体系, 既增加降黏效率又增大降黏过程稳定性, 同时表面活性剂的起泡能力还有助于破乳降黏后的积液返排。因此, 优选酸和表面活性剂复配, 以达到净化与排液双重效果。

(2) 原理及功能

净化与排液一体化药剂 SCU-6 由烃基甲氨基

羧酸、脂肪醇聚氧乙烯醚、全氟烷基氯化铵等构成。烃基甲氨基羧酸具净化、发泡能力; 脂肪醇聚氧乙烯醚具极强的表面铺展及渗透性能, 能大幅度加快净化速度^[32]; 全氟烷基氯化铵可有效降低表面张力、提高发泡效能^[33]。药剂通过溶垢等作用实现净化、排液, 净化作用原理见表 8。

表 8 净化与排液一体化药剂净化作用原理表
Tab. 8 Principle of purification and drainage integrated reagent purification

净化性能	作用原理
溶垢作用	药剂中的有机酸具有较强的溶解碳酸盐垢的性能
溶解有机质作用	药剂的特殊表面物性作用, 对一般非水溶性有机质或水微溶性有机质均具溶解扩散作用, 对气井而言则表现为可溶解入井药剂或有效分散压裂返排液, 减少井下块状有机聚积物发生的可能
降黏作用	针对含油井下黏稠物而言, 药剂的表面活性剂能够有效替换井下体系中易乳化表面活性剂, 形成低稳定性乳化体系而使黏度下降
起泡作用	药剂的特殊表面活性剂具优良发泡性能, 可有效对目前气井中常规矿化度、凝析油的负面效应, 在多种条件下均能表现出良好的发泡效能, 能够有效辅助气井排液

1.3.3 药剂性能评价

(1) 携液能力评价

表 9 为 SCU-6 与常规泡排剂 XHY-4A 携液能力对比, 结果表明, SCU-6 药剂携液能力与常规泡排剂相当, 能满足气井排液需求。

表 9 两个矿化度水样中 SCU-6 与 XHY-4A 泡排药剂性能对比

Tab. 9 Performance comparison of SUC-6 and XHY-4A foam drainage agent in two mineralized water samples

样品	起泡高度/mm		半衰期/s		携液率/%	
	SCU-6	XHY-4A	SCU-6	XHY-4A	SCU-6	XHY-4A
1	170	150	492	473	81	79
2	160	170	525	543	82	85

(2) 降黏能力评价

图 9 为 SCU-6 与常规净化剂 XJ-2 降黏能力实验评价结果, 可以看出, 随药剂浓度增加, 两种净化

剂对乳化液的降黏能力都有增强趋势, 而在同一药剂浓度下 SCU-6 对乳化液的黏度降低值高于 XJ-2, 具有较好净化性能, 最佳使用浓度为 3%~4%。

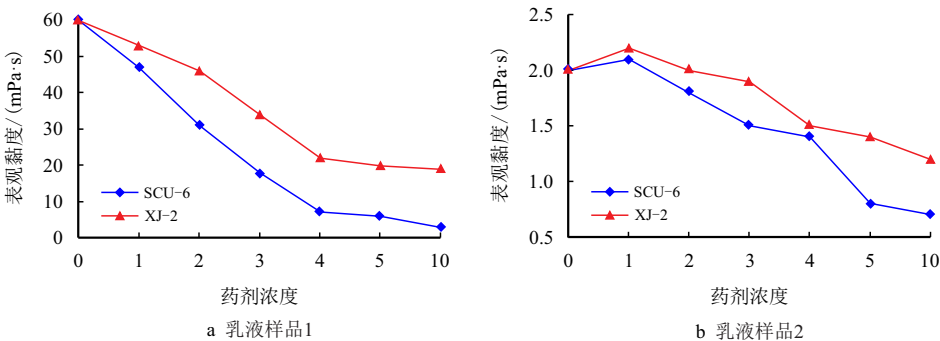


图 9 乳液样品中加入 SCU-6 与 XJ-2 降黏能力对比

Fig. 9 Comparison of viscosity reduction ability of SCU-6 and XJ-2 in emulsion samples

2 应用效果评价

SCU 系列药剂应用 138 口井,有效率 89.73%,增产天然气 $774.00\times 10^4\text{ m}^3$ (表 10)。其中,SCU-2 药剂应用 34 口井,增产天然气 $84.37\times 10^4\text{ m}^3$,有效率 90.36%,效果明显优于 XHY-4A 等泡排剂;SCU-3 药剂应用 15 口井,增产天然气 $92.26\times 10^4\text{ m}^3$,有效率 88.24%,除在常规泡排低效、下层水淹井应用效果较好外,对水淹停产井也起到了较好复产效果,拓展了自生能量型泡排剂的应用范围。SCU-6 药剂应用 89 口井,增产天然气 $597.37\times 10^4\text{ m}^3$,有效率 87.42%,返排液黏度平均下降 59.07%,在产液较小的乳化污染气井中具有良好的净化与排液效果。

以 CX378 井为例,该井生产出现异常后,套压从 0.76 MPa 上涨至 3.90 MPa,油套压差持续增大,

产气量从 $0.22\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 下降为 0。水淹后多次采取加泡排剂配合提喷带液,均未有明显效果,遂开展 SCU-3 型自生泡试验,根据井筒积液量优化药剂加注参数,从油管加注 SCU-3(A1)、SCU-3(A2)各 50 kg,2 h 后再从油管加注 B 剂 10 kg,关井反应 2 h 后开展井口提喷作业,实施后排液 0.8 m^3 ,油套压差由 3.58 MPa 下降至 0.34 MPa,气井复活,日产气 $0.2\times 10^4\text{ m}^3$,累计增产 $74.67\times 10^4\text{ m}^3$,效果显著(图10)。

表 10 SCU 系列泡排剂应用情况
Tab. 10 Statistical table of SCU series foaming agent application

药剂型号	井数	井次	有效率/%	增产气量/ ($\times 10^4\text{ m}^3$)
SCU-2	34	438	90.36	84.37
SCU-3	15	20	88.24	92.26
SCU-6	89	106	87.42	597.37

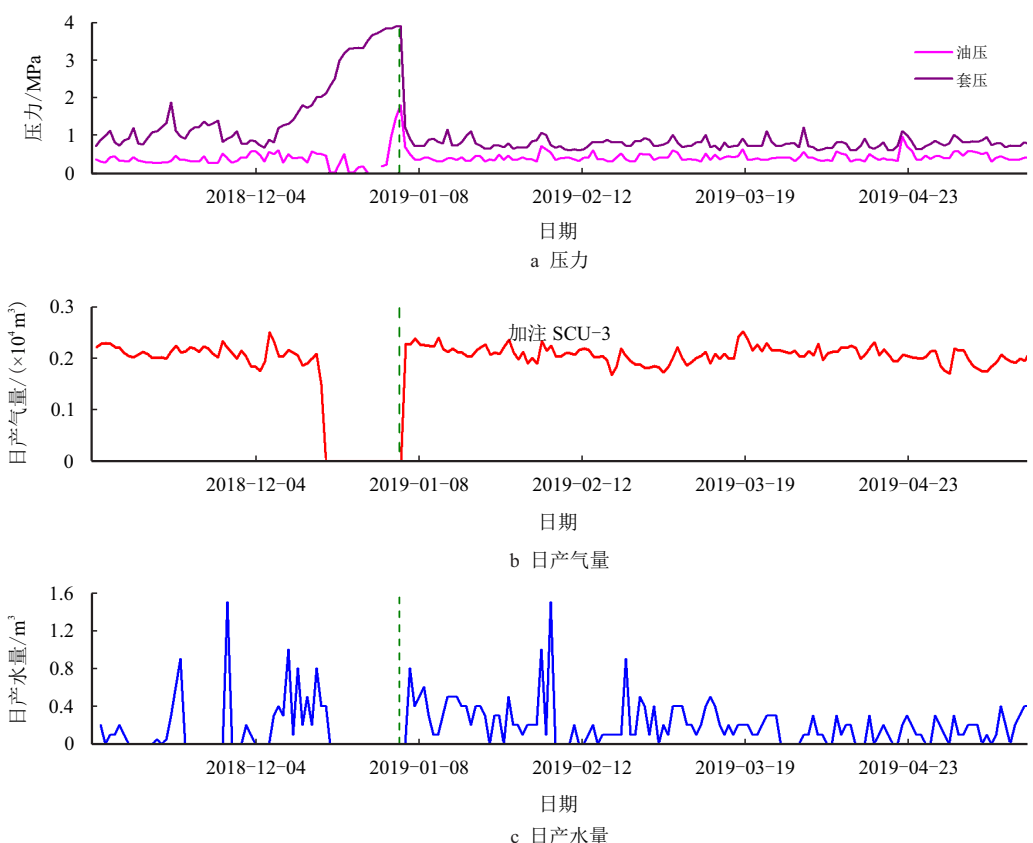


图 10 CX378 井综合采气曲线图
Fig. 10 Comprehensive gas production curve of Well CX378

3 结 论

(1) 高抗凝析油泡排药剂 SCU-2,完全能实现凝析油含量 50% 以内产液气井的排液,泡排性能优

于同类泡排药剂。
(2) 自生能量型泡排药剂 SCU-3,提高了常规泡排低效井、多层合采下层水淹井及水淹停产井的排液效果,泡排性能优于同类泡排药剂。

(3) 净化与排液一体化药剂 SCU-6, 降黏能力优于常规净化药剂、携液能力与常规泡排相当, 解决了开发后期气井井筒乳化污染与积液双重治理难题。

(4) 新型 SCU 系列药剂, 应用 138 口井 564 井次, 增产天然气 $774.00 \times 10^4 \text{ m}^3$, 措施有效率 89.73%, 净化、排液效果好, 拓展了泡排剂应用范围, 具有良好的推广应用价值。

参考文献

- [1] 黄艳, 余朝毅, 马云飞, 等. 四川盆地气田排水采气工艺技术研究与应用[J]. 钻采工艺, 2008, 31(5): 66–69, 72. doi: 10.3969/j.issn.1006-768X.2008.05.020
HUANG Yan, SHE Chaoyi, MA Yunfei, et al. Research and application of drainage gas recovery technology in Sichuan Gas Field[J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(5): 66–69, 72. doi: 10.3969/j.issn.1006-768X.-2008.05.020
- [2] 王雨生, 傅春梅, 胡腾, 等. 川西气田低压低产气井泡排技术研究与应用[C]. 合肥: 第 31 届全国天然气学术年会, 2019. doi: 10.26914/c.cnkihy.2019.071316
WANG Yusheng, FU Chunmei, HU Teng, et al. Research and application of bubble drainage technology for low-pressure and low-productivity gas wells in Western Sichuan Gas Field[C]. Hefei: Proceedings of the 31st National Natural Gas Academic Annual Meeting, 2019. doi: 10.26914/c.cnkihy.2019.071316
- [3] 王旭. 川西中浅层气藏泡沫排水采气工艺技术研究与应用[J]. 钻采工艺, 2020, 43(2): 68–71. doi: 10.3969/J.-ISSN.1006-768X.2020.02.18
WANG Xu. Research and application of technology of gas recovery by foam drainage in shallow-middle gas reservoir in Western Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(2): 68–71. doi: 10.3969/J.ISSN.1006-768X.-2020.02.18
- [4] 许剑, 赵哲军, 李玲, 等. 含凝析油气井起泡剂加注量优化及应用[J]. 天然气与石油, 2017, 35(4): 83–87. doi: 10.3969/j.issn.1006-5539.2017.04.015
XU Jian, ZHAO Zhejun, LI Ling, et al. Optimization and application of foaming agent filling volume of gas well with condensate oil[J]. Natural Gas and Oil, 2017, 35(4): 83–87. doi: 10.3969/j.issn.1006-5539.2017.04.015
- [5] 白晓弘, 吴革生, 王效明, 等. 含凝析油气井泡沫排水采气工艺研究及应用[J]. 石油化工应用, 2008, 27(2): 35–39. doi: 10.3969/j.issn.1673-5285.2008.02.011
BAI Xiaohong, WU Gesheng, WANG Xiaoming, et al. Research and application of foam draining gas recovery in oiliness gas well[J]. Petrochemical Industry Application, 2008, 27(2): 35–39. doi: 10.3969/j.issn.1673-5285.2008.-02.011
- [6] OLDSZAL G A, BOURREL M. Demulsification of crude oil emulsions: Correlation to microemulsion phase behavior[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2000, 39(8): 2746–2751. doi: 10.1021/ie990922e
- [7] 庞岁社, 杨益华, 李家斌, 等. 原油乳化液特征及对油井生产影响的新认识[J]. 小型油气藏, 2006, 11(3): 35–37.
PANG Suishe, YANG Yihua, LI Jiabin, et al. Features of the crude oil emulsion and their influence to the oil well production[J]. Small Hydrocarbon Reservoirs, 2006, 11(3): 35–37.
- [8] 殷鸿尧, 鲁光亮, 李祖友, 等. 川西气田井底积液污染物分析及对策研究[J]. 油田化学, 2018, 35(1): 97–101. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2018.01.018
YIN Hongyao, LU Guangliang, LI Zuyou, et al. Composition analysis of downhole pollutants from gas wells in Western Sichuan Basin and corresponding countermeasures[J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(1): 97–101. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2018.01.018
- [9] RUDIN J, WASAN D T. Surfactant enhanced alkaline flooding: Buffering at intermediate alkaline pH[J]. SPE Reservoir Engineering, 1993, 8(4): 275–280. doi: 10.-2118/21027-PA
- [10] 侯研博, 任强, 代振宇, 等. 表面活性剂分子与油水界面分子的作用机理[J]. 石油学报(石油加工), 2018, 34(1): 108–114. doi: 10.3969/j.issn.1001-8719.-2018.01.015
HOU Yanbo, REN Qiang, DAI Zhenyu, et al. Interaction mechanism of surfactant molecules with oil-water interfacial molecules[J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2018, 34(1): 108–114. doi: 10.3969/j.-issn.1001-8719.2018.01.015
- [11] 武俊文, 张汝生, 贾文峰, 等. 基于 Gemini 表面活性剂及纳米材料的高效泡排剂[J]. 化学研究与应用, 2018, 30(2): 263–269. doi: 10.3969/j.issn.10041656.2018.02.-015
WU Junwen, ZHANG Rusheng, JIA Wenfeng, et al. Efficient foam unloading agent based on Gemini surfactant and nanomaterials[J]. Chemical Research and Application, 2018, 30(2): 263–269. doi: 10.3969/j.issn.10041656.-2018.02.015
- [12] 陈雅溪, 王尧, 李小可, 等. 高含凝析油气井泡沫排液用起泡剂研究[J]. 油田化学, 2013, 30(4): 544–547.

- CHEN Yaxi, WANG Yao, LI Xiaoke, et al. Research of foam frother for high content of condensate oil-gas well[J]. *Oilfield Chemistry*, 2013, 30(4): 544–547.
- [13] PENG Sheng, HUNG Minghong. Fluorinated sulfonate surfactants[J]. *Journal of Fluorine Chemistry*, 2012, 133: 77–85. doi: 10.1016/j.jfluchem.2011.10.007
- [14] ZAGGIA A, AMEDURI B. Recent advances on synthesis of potentially non-bioaccumulable fluorinated surfactants[J]. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 2012, 17(4): 188–195. doi: 10.1016/j.cocis.2012.04.001
- [15] 王明凤, 李扬, 余书漫. 新型抗温抗油泡排剂的室内研究[J]. *石油化工应用*, 2016, 35(8): 122–124, 128. doi: 10.3969/j.issn.1673-5285.2016.08.027
- WANG Mingfeng, LI Yang, YU Shuman. Laboratory study on a new type of anti temperature and anti oil foaming agent[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2016, 35(8): 122–124, 128. doi: 10.3969/j.issn.16735285.2016.08.027
- [16] 惠艳妮, 付钢旦, 贾友亮, 等. 新型抗凝析油泡排剂的研究及应用[J]. *石油与天然气化工*, 2016, 45(3): 72–75. doi: 10.3969/j.issn.1007-3426.2016.03.015
- HUI Yanni, FU Gangdan, JIA Youliang, et al. Research and application of a new type of foam drainage agent for resistance to condensate oil[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 2016, 45(3): 72–75. doi: 10.3969/j.issn.1007-3426.2016.03.015
- [17] 武俊文, 熊春明, 雷群, 等. 阳离子型双子表面活性剂在制备耐高温、高矿化度泡排剂中的应用[J]. *石油钻采工艺*, 2016, 38(2): 256–259, 266. doi: 10.13639/j.odpt.2016.02.024
- WU Junwen, XIONG Chunming, LEI Qun, et al. Application of gmini surfactant in preparing foaming drainage agent with resistance to high temperature and high salinity[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2016, 38(2): 256–259, 266. doi: 10.13639/j.odpt.2016.02.024
- [18] QU Chaochao, WANG Ji, YIN Hongyao, et al. Condensate oil-tolerant foams stabilized by an anionic-sulfobetaine surfactant mixture[J]. *Acs Omega*, 2019, 4(1): 1738–1747. doi: 10.1021/acsomega.8b02325
- [19] 李文宏, 李彩云, 吕思思, 等. CHSB/BABS 复配表面活性剂驱油体系性能研究[J]. *油田化学*, 2015, 32(3): 381–386.
- LI Wenhong, LI Caiyun, LÜ Sisi, et al. Properties of CHS-B/BABS complex swrfactamt displacing systems[J]. *Oilfield Chemistry*, 2015, 32(3): 381–386.
- [20] 瞿超超, 刘正中, 殷鸿尧, 等. 新型排水采气用抗凝析油泡排剂[J]. *石油学报*, 2020, 41(7): 865–874. doi: 10.7623/syxb202007008
- QU Chaochao, LIU Zhengzhong, YIN Hongyao, et al. A new anti-condensate foaming agent for drainage gas recovery[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(7): 865–874. doi: 10.7623/syxb202007008
- [21] 郭布民, 敬季昀, 王杏尊. 气井临界携液流量计算方法的改进[J]. *断块油气田*, 2018, 25(4): 484–487. doi: 10.6056/dkyqt201804016
- GUO Bumin, JING Jiyun, WANG Xingzun. Calculation improvement of critical liquid-carrying flow rate for gas well[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2018, 25(4): 484–487. doi: 10.6056/dkyqt201804016
- [22] 吴文刚, 熊颖, 王君, 等. 自生气发泡液体系研究与应用[J]. *油田化学*, 2007, 24(2): 106–108, 116. doi: 10.3969/j.issn.1000-4092.2007.02.004
- WU Wengang, XIONG Ying, WANG Jun, et al. A self-foaming solution for bottom liquid removal in gas wells[J]. *Oilfield Chemistry*, 2007, 24(2): 106–108, 116. doi: 10.3969/j.issn.1000-4092.2007.02.004
- [23] 张光焰, 张金国, 张云芝, 等. 利用自生气的油气田开发开采工艺技术概况[J]. *油田化学*, 2007, 24(3): 272–276. doi: 10.3969/j.issn.1000-4092.2007.03.021
- ZHANG Guangyan, ZHANG Jinguo, ZHANG Yunzhi, et al. Senario of working fluids and jobs with autogenous gases used in oil/gas field development and exploitation[J]. *Oilfield Chemistry*, 2007, 24(3): 272–276. doi: 10.3969/j.issn.1000-4092.2007.03.021
- [24] 王雨生, 张云善, 郑凤, 等. 川西须家河组气藏气井的腐蚀规律[J]. *腐蚀与防护*, 2014, 35(4): 325–330.
- WANG Yusheng, ZHANG Yunshan, ZHENG Feng, et al. Corrosion law of gas wells in Western Sichuan Xujiahe Formation gas pool[J]. *Corrosion & Protection*, 2014, 35(4): 325–330.
- [25] 袁和义, 江蕊希, 黄炜伦, 等. 川西地区须家河组气藏井下油管 CO₂ 腐蚀研究[J]. *天然气与石油*, 2018, 36(2): 96–101. doi: 10.3969/j.issn.1006-5539.2018.02.017
- YUAN Heyi, JIANG Ruixi, HUANG Weilun, et al. Study on CO₂ corrosion of tubing in Xujiahe Gas Reservoirs of Western Sichuan Areas[J]. *Natural Gas and Oil*, 2018, 36(2): 96–101. doi: 10.3969/j.issn.10065539.2018.02.017
- [26] ZHOU Hao, QU Chaochao, LU Guangliang, et al. Deliquification of low-productivity natural gas wells with in situ generated foams and heat[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(12): 9873–9882. doi: 10.1021/acs.energyfuels.1c00667
- [27] 曹明帅, 黄万抚, 胡昌顺, 等. 乳化液膜分离中破乳技术研究进展[J]. *应用化工*, 2019, 48(4): 922–925. doi: 10.3969/j.issn.1671-3206.2019.04.044
- CAO Mingshuai, HUANG Wanfu, HU Changshun, et al. Research progress of demulsification technology in emul-

- sified liquid membrane separation[J]. Applied Chemical Industry, 2019, 48(4): 922–925. doi: 10.3969/j.issn.1671-3206.2019.04.044
- [28] 田宫伟, 陈颖, 王亚林, 等. 化学破乳机理及其研究进展[J]. 硅酸盐通报, 2018, 37(1): 155–159.
TIAN Gongwei, CHEN Ying, WANG Yalin, et al. Chemical demulsification mechanism and its research progress[J]. Bulletin of the Chinese Ceramic Society, 2018, 37(1): 155–159.
- [29] 王绵, 陈军, 赵哲军. 自生酸除垢破乳净化剂工艺性能及实验评价[J]. 断块油气田, 2017, 24(6): 844–846. doi: 10.6056/dkyqt201706024
WANG Mian, CHEN Jun, ZHAO Zhejun. Performance and experimental evaluation of self-generating acid agent for descaling, demulsification and cleaning acid[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(6): 844–846. doi: 10.6056/dkyqt201706024
- [30] ZHONG H X. Demulsification mechanism of crude oil emulsion and its influential factors[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 4: 041.
- [31] 徐志峰, 邓佐国, 徐廷华. 极性溶剂对乳状液膜性能影响的研究[J]. 南方冶金学院学报, 2000, 21(1): 51–54. doi: 10.3969/j.issn.2095-3046.2000.01.013
XU Zhifeng, DENG Zuoguo, XU Tinghua. Effect of polar solvent on the properties of emulsion liquid membrane[J]. Journal of Southern Metallurgical University, 2000, 21(1): 51–54. doi: 10.3969/j.issn.2095-3046.2000.01.013
- [32] 王万兴, 张维冰. 脂肪醇聚氧乙烯醚合成反应的动力学研究——环氧乙烷加成速率随时间的变化规律[J]. 皖西学院学报, 2003, 19(5): 33–36. doi: 10.3969/j.issn.1009-9735.2003.05.011
WANG Wanxing, ZHANG Weibing. Study of AE reaction kinetics – Reaction speed of eo change with time[J]. Journal of West Anhui University, 2003, 19(5): 33–36. doi: 10.3969/j.issn.1009-9735.2003.05.011
- [33] 李海斌, 李小瑞, 李培枝, 等. 全氟烷基丙烯酸酯对

全氟丙烯酸酯乳液性能的影响[J]. 精细化工, 2013, 30(10): 1165–1168.

LI Haibin, LI Xiaorui, LI Peizhi, et al. Effect of perfluoroalkyl acrylate on the properties of perfluoroacrylate emulsion[J]. Fine Chemicals, 2013, 30(10): 1165–1168.

作者简介



李祖友, 1979年生, 男, 汉族, 四川广安人, 高级工程师, 硕士, 主要从事油气开发研究。E-mail: lizuyou.xnyq@sinopec.com



唐雷, 1985年生, 男, 汉族, 山东济宁人, 工程师, 硕士, 主要从事油气开发研究。E-mail: tanglei.xnyq@sinopec.com



殷鸿尧, 1986年生, 男, 汉族, 四川新津人, 副研究员, 博士, 主要从事高分子材料及在油气开采中的应用研究。E-mail: hyyin@scu.edu.cn



冯玉军, 1971年生, 男, 汉族, 四川巴中人, 研究员, 博士, 主要从事软物质材料及油田化学研究。E-mail: yjfeng@scu.edu.cn

编辑: 牛静静

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>