

泡沫辅助气举采油工艺在让纳若尔油田的研究与应用

王良, 张书荣

中国石油吐哈油田分公司采油工艺研究院 新疆哈密 839000

项目支持: 中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司科技项目“气举关键技术研究与应用”(25THYTSG015)

引用: 王良, 张书荣. 泡沫辅助气举采油工艺在让纳若尔油田的研究与应用[J]. 油气井测试, 2026, 35(2): 39-44.

Cite: WANG Liang, ZHANG Shurong. Research and application of foam-assisted gas lift production technology in Zhanazhol oilfield [J]. Well Testing, 2026, 35(2): 39-44.

摘要 针对哈萨克斯坦让纳若尔凝析油气藏进入开发中后期, 地层压力下降、含水上升导致井筒积液严重、连续气举采油举升效率低等生产难题, 合成烷基酰胺丙基羧基甜菜碱型专用起泡剂, 确定主剂、抗硫稳定剂、抗盐增效剂及溶剂的最优配比为30%~35%、2.0%~3.0%、1.5%~2.5%, 室内实验表明, 该起泡剂耐温90℃、耐矿化度100 000 mg/L、抗凝析油体积分数达40%, 综合性能优异。将起泡剂和气举气体同时注入, 形成适配高矿化度、高含硫、高凝析油极端工况的泡沫辅助气举采油技术, 现场3口高含水试验井平均日增液70%、日增油42%, 中高含水井应用效果显著。该技术无需增加注气量, 可有效降低液柱密度、减少气体滑脱、快速排出井筒积液, 与现有气举工艺适配性强, 在同类凝析油气藏具有良好推广价值。

关键词 让纳若尔油田; 凝析油气藏; 泡沫; 气举采油; 井筒积液; 高含硫; 高矿化度; 起泡剂

中图分类号: TE377 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2026.02.006

Research and application of foam-assisted gas lift production technology in Zhanazhol oilfield

WANG Liang, ZHANG Shurong

PetroChina Tuha Oilfield Branch Oil Production Technology Research Institute, Hami, Xinjiang 839000, China

Abstract: To address production challenges during the middle and late development stages of the Zhanazhol condensate gas reservoir in Kazakhstan—such as severe wellbore liquid loading and the low lifting efficiency of continuous gas lift, both induced by reservoir pressure depletion and rising water cut—a specialized foaming agent of the alkylamidopropyl carboxybetaine type was synthesized. The optimal formulation ratio of the primary agent, sulfur-resistant stabilizer, and salt-resistant synergist was determined to be 30%~35%, 2.0%~3.0%, and 1.5%~2.5%, respectively. Laboratory performance evaluations demonstrate that the foaming agent exhibits excellent comprehensive properties, capable of withstanding temperatures up to 90℃, a salinity of 100 000 mg/L and a condensate volume fraction of 40%. By simultaneously injecting the foaming agent and the lift gas, a foam-assisted gas lift technology adaptable to extreme operating conditions—characterized by high salinity, high sulfur content, and high condensate oil—was established. Field application in three high-water-cut test wells achieved an average daily liquid production increase of 70% and an oil production increase of 42%, demonstrating remarkable effectiveness in wells with medium to high water cut. Without requiring an increase in the gas injection rate, this technology can effectively reduce the fluid column density, mitigate gas slippage, and rapidly unload wellbore liquids. It exhibits strong compatibility with existing gas lift processes and holds significant promotion value for similar condensate gas reservoirs.

Keywords: Zhanazhol oilfield; condensate gas reservoir; foam; gas lift production; wellbore liquid loading; high sulfur content; high salinity; foaming agent

让纳若尔油田是中哈能源合作的大型碳酸盐岩凝析油气藏, 采用外加气源连续气举采油方式开发, 储层属于中质原油, 密度0.684~0.83 g/cm³, 气油比215~278 m³/t, 泡点压力21.0~28.4 MPa, 油藏压力保持程度在38.1%~59.8%^[1]。随着油田进入开发中后期, 气举系统高耗气、低效率问题突出,

主要是高含水井举升经济性差, 特别是含水率大于60%的气举井占比28%, 产油量仅占总产量14%, 吨油耗气量达2 517 m³, 举升能耗巨大, 拖累了油田整体开发效益^[2]。

由于高含水气举采油井井筒积液频繁, 极大制约油井产能释放, 因此排出井筒积液成为油田治理

的首要任务。连续油管 and 制氮拖车等传统排液方式由于作业成本高昂,且易对正常生产造成间歇干扰,很难实现规模应用^[3-4]。徐志敏等^[5]通过实施加深注气、湿气体举、喷射气举改良技术,优化注气制度,达到降低液柱回压、排出井筒积液的目的,在实际应用过程中,由于无法改变井下气举阀深度以提升举升效率,应用效果有限。

在气举系统供气能力受限,不能无限提高注气量强排的情况下,只能从提高气体举升效率方面着手。油藏地层水为 CaCl₂ 型,矿化度 $5.10 \times 10^4 \sim 13.05 \times 10^4$ mg/L, H₂S 含量达 2.1% ~ 2.6%, CO₂ 含量 0.05% ~ 0.71%,对化学药剂稳定性与耐腐蚀性要求极高。汤发明等^[6]采用井口投加+周期加注的化学泡排工艺,由于采用泡排棒难以顺利抵达井底,无法形成稳定的助排效果;陈雅溪等^[7]研发一款适应凝析油体积占比 70%、抗温达 90 °C 及抗盐 8% 的化学起泡剂,主要是在低产间歇采气井使用。上述方案都难以适配让纳若尔油田目前高液量、高含硫及高压气举采油工艺复杂工况。

根据让纳若尔凝析油气藏地质特征,鉴于常规起泡剂难以同时满足起泡、稳泡、抗盐及抗硫等综合性能要求,需要优化起泡剂分子结构及配方,引入新型功能基团,提升其耐高温、耐超高矿化度的性能^[8-10];同时针对油田特有气举采油生产流程,开发出一套简单高效经济施工工艺流程,优化起泡剂加注参数和速率,推动规模化实施应用。

1 起泡剂的研制与性能测试

本研究设计合成了一种适配极端环境的高性能起泡剂体系,通过分子结构修饰与复配技术优化,构建具有高稳定性、高耐盐性及高携液能力的泡沫体系,为后续现场应用提供核心药剂支撑。

1.1 起泡剂主剂的合成

以 C₁₂~C₁₈ 长链脂肪酸与 N,N-二甲基-1,3-丙二胺为原料,经两步反应合成烷基酰胺丙基羧基甜菜碱。首先将脂肪酸与二胺按摩尔比 1:1.1 混合,在 150~160 °C 下酰胺化反应 6 h,制得中间体;随后将中间体与氯乙酸钠等摩尔比投料,于 75~80 °C 下季铵化反应 4 h,经脱盐、提纯后得到目标产物^[11-14],其分子式为:(C₈H₁₇)₂CH-CONH-(CH₂)₃-N⁺(CH₃)₂-(CH₂CH₂O)₃-CH₂-COO⁻

1.2 起泡剂配方优化

基于油田高含硫、超高矿化度、高压伴生气的极端工况特点,以自主合成的烷基酰胺丙基羧基甜菜碱为核心主剂,采用“主剂+功能助剂”协同复配思路,开展起泡剂配方优化。通过单因素与正交试验,确定主剂、抗硫稳定剂、抗盐增效剂及溶剂的最优配比,具体组成见表 1。该配方综合性能优异,该体系凝点达 -12 °C,耐温达 90 °C,起泡高度 180 mm,可耐受 100 000 mg/L 矿化度及含硫 3% 环境,在 10 MPa 伴生气条件下可以形成结构致密、稳定性强的泡沫助排体系,以满足泡沫辅助气举采油工艺的井下极端工况应用要求。

表 1 起泡剂优化配方组成

Table 1 Optimized formula composition of foaming agent

组分类型	化合物名称	质量分数/%	主要功能
主剂	烷基酰胺丙基羧基甜菜碱	30.0~35.0	提供核心起泡、稳泡能力
抗硫稳定剂	硫醇类改性助剂	2.0~3.0	提升体系耐硫稳定性
抗盐增效剂	有机膦酸盐	1.5~2.5	改善高矿化度下稳泡性能
溶剂	去离子水	余量	保证现场可泵性

1.3 性能测试

参照《排水采气用起泡剂技术规范 Q/SY 17815—2021》和《Q/SY/CQ 17019—2023》,为明确起泡剂配方井下适应性,开展地层水矿化度、井筒温度、凝析油含量三项性能评价,考核其起泡、稳泡及携液能力。试验起泡剂均为相透明液体(密度 0.98~1.08 g/cm³, pH 7.0~8.5),试剂采用纯度 ≥ 99.5% 分析纯 NaCl、含水率 ≤ 0.5% 现场凝析油及电导率 ≤ 10 μS/cm 去离子水。采用 2152 型罗氏

泡沫仪,按 GB/T 7462 操作(落液高度 450 mm、毛细管孔径 2.0 mm,200 mL 试液冲击 50 mL 基准液面,测初始泡沫高度及半衰期),配套恒温循环水浴(0~150 °C, ±0.5 °C)、0.001 g 电子天平、3 000 r/min 离心机等校准设备。配制 10 000~120 000 mg/L 梯度模拟地层水、0.3% 起泡剂溶液及 0~40% 体积分数凝析油体系,设置 25~120 °C 温度梯度,每组平行试验 5 次,对标标准综合评价起泡剂工况适配性。

1.3.1 抗凝析油能力测试

凝析油是破坏泡沫体系稳定性的关键影响因素,开展不同凝析油含量对起泡剂发泡、稳泡性能的影响试验^[15],结果见表2。试验在30℃、起泡剂质量分数0.3%的200 mL水样里,随着凝析油体积分数由5%增至40%,起泡高度、稳泡高度整体呈持续下降趋势,泡沫携液能力同步小幅衰减。当凝析油含量达30%时,起泡剂仍可生成结构稳定的有效泡沫,说明该起泡剂具备良好的抗凝析油干扰性能,能够适应高含凝析油井工况。

表2 不同浓度的凝析油样对起泡剂性能影响

Table 2 Effects of different concentrations of condensate oil samples on the performance of foaming agents

地层水	含凝析油 体积分数/%	起泡高度/mm				携液量 /mL
		0 s	30 s	180 s	300 s	
现场水样 1: pH 值:7.19 密度:1.050 g/cm ³	5.00	170	140	70	40	170
	10.00	150	120	73	30	164
	20.00	140	100	50	20	156
	30.00	126	90	30	10	150
	40.00	111	78	20	5	142
现场水样 2: pH 值:7.00 密度:1.035 g/cm ³	5.00	180	157	87	60	170
	10.00	150	131	73	15	154
	20.00	150	124	62	45	126
	30.00	130	115	55	24	115
	40.00	115	102	50	18	98

1.3.2 抗温能力测试

温度是影响起泡剂井下适配性的关键因素,其直接改变表面活性剂分子运动及泡沫液膜强度,本研究结合井筒实际温度条件,开展不同温度下起泡剂性能评价^[16],结果见表3。在起泡剂质量分数0.3%条件下,30~90℃的200 mL水样里,其发泡高度、稳泡高度整体稳定,携液能力变化微弱,热稳定性良好;当温度升至120℃时,分子热运动加剧导致液膜强度下降、排液加快,发泡及稳泡性能略有衰减。综上,该起泡剂在中高温井筒环境下具备良好应用潜力。

表3 不同温度下起泡剂性能对比

Table 3 Performance comparison of foaming agents at different temperatures

温度 /℃	药剂 含量/%	起泡高度/mm				携液能力 /mL
		0 s	30 s	180 s	300 s	
30	0.30	180	150	130	115	190
50	0.30	170	140	120	100	186
70	0.30	190	170	130	115	170
90	0.30	160	140	110	100	166
120	0.30	146	120	90	62	114

1.3.3 抗矿化度能力测试

高矿化度地层水中的无机离子会压缩表面活

性剂双电层,削弱液膜静电斥力,进而影响泡沫稳定性。本实验考察不同矿化度对起泡剂性能的影响^[17],结果见表4。在30℃、矿化度10 000~120 000 mg/L的200 mL水样里,起泡剂初始起泡高度变化微小,抗盐起泡性能优异;随矿化度升高,长时稳泡性能略有衰减,但在100 000 mg/L超高矿化度下仍可形成稳定泡沫,能够满足高矿化度地层使用要求。

表4 不同矿化度对起泡剂性能的影响

Table 4 Effect of different salinity degrees on the performance of foaming agent

矿化度 /(mg·L ⁻¹)	药剂含 量/%	起泡高度/mm				携液能力 /mL
		0 s	30 s	180 s	300 s	
10 000	0.30	230	195	185	160	190
30 000	0.30	210	186	173	155	180
50 000	0.30	200	180	158	107	175
80 000	0.30	190	175	145	117	170
100 000	0.30	180	163	140	97	169
120 000	0.30	170	152	134	85	158

2 施工工艺设计

泡沫辅助气举工艺依托让纳若尔油田现有气举采油系统,无需起下管柱和改造井口。完井时已经下入5到7级气举阀,利用地面甲醇注入系统,让起泡剂随着高压气体进入油套环空,再通过井底气举阀阀孔位置进入油管内部,实现定点连续高效起泡助排。

2.1 注采协同流程设计

让纳若尔油田每座气举井地面均安装有1座甲醇泵房,泵房内配置2.5 m³储液罐和1台往复泵,通过1根6.35 mm毛细管线与采油树井口油管四通相连,在需要往油套环空泵注甲醇解堵才启用,正常情况下是闲置状态,如图1所示。无论是储液罐大小和往复泵排量均可以满足起泡剂注入要求,本项技术正好利用该套注入设备,在施工时首先在储液罐内加注起泡剂,根据需求量调整往复泵排量大小,从而实现在线注入。该方案1 d之内即可完成改造安装工作,大幅度节省作业成本与占产时间。

在生产过程中,油套环空注入170~830 m³/h伴生气体,起泡剂随气体一起进入井筒,再通过井底气举阀3.2~6.4 mm阀孔进入油管内部,与油管内的液体充分搅动混合形成大量泡沫,降低液柱密度,以实现提高气体举升效率的目的。由于起泡剂与气举气体是同时注入,可保证起泡剂精准抵达井筒最深注入点,发挥起泡药剂的最大功效;当积液

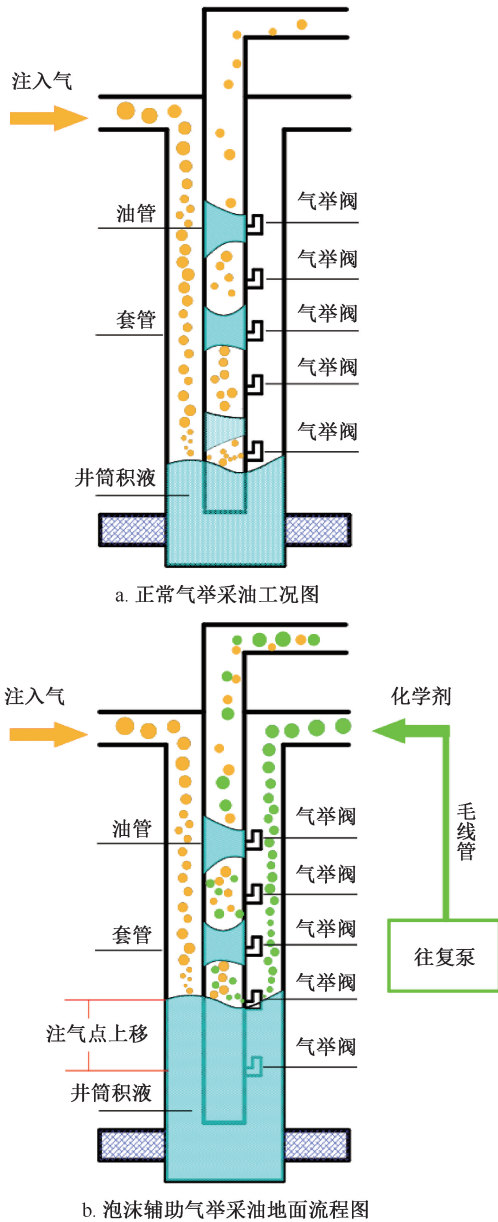


图1 正常气举采油工况及泡沫辅助气举工作示意图

Fig.1 Working diagram of conventional gas lift production condition and foam-assisted gas lift

排除后可随时停止加注,实现化学剂助排与气举采油工艺的高度互补。

2.2 加注参数工艺设计

泡沫辅助气举技术采用连续伴注模式,设定起泡沫剂溶液浓度3%、加注速率 $0.10\sim 0.36\text{ m}^3/\text{h}$,结合单井每日生产数据,随时调整注入浓度和速率,保证井筒积液高效排除,见表5。

表5 起泡剂的日注入总量及注入速率

Table 5 Total daily injection volume and injection rate of foaming agent

油井产量		起泡剂及泵注用量计算			
日产液量 /L	日含水 /%	产水量 /L	0.3%配套所需起泡剂/L	1:1配套注入液量 /L	24小时泵注入量 /L
15 000	70	10 500	31.5	63	2.6
20 000	70	14 000	42.0	84	3.5
25 000	70	17 500	52.5	105	4.4
30 000	70	21 000	63.0	126	5.3
35 000	70	24 500	73.5	147	6.1
40 000	70	28 000	84.0	168	7.0
45 000	70	31 500	94.5	189	7.9
50 000	70	35 000	105.0	210	8.8

3 应用效果评价

为验证该技术在极端工况下的现场适用性,选取3口典型高含水积液井开展试验,对实施成效进行量化评价。

3.1 整体效果

本次选取3口含水率均超过60%及井筒积液严重的气举采油井开展现场试验,单井平均日产液达26 t,平均含水率高达74%,排液效果明显高于只采用气举排液的油井。实施泡沫辅助气举采油工艺后,平均增液70%,增油42%,试验井实施效果对比见表6。

表6 试验井实施效果对比表

Table 6 Comparison table of test well implementation effects

试验阶段	W1井			W2井			W3井		
	产液/t	产油/t	含水/%	产液/t	产油/t	含水/%	产液/t	产油/t	含水/%
试验前	24	3	86	30	11	65	25	9	70
试验中	52	3	95	36	14	60	45	16	65
试验后	24	2	90	32	12	63	25	8	70
效果增量/t	28	0		6	4		20	8	

3.2 应用实例

以W3井为例,2014年检修下入7级气举阀,日注气 $1\ 200\text{ m}^3/\text{h}$,日产液53 t,日产油29 t,含水45%,第7级气举阀过气,井底流压11.2 MPa。随着

累计产油量增加,含水不断上升,在2024年时日注气 $1\ 200\text{ m}^3/\text{h}$,日产液26 t,日产油8 t,含水70%,注气点上移至第6级气举阀,井底流压上升至14.0 MPa,井底积液情况正在加剧。

2025年实施泡沫辅助气举工艺后,日均增液80%、增油89%,注气点再次下移至第7级气举阀,

井底流压降低至10.1 MPa,生产工况明显优化,实施前后生产数据对比见表7。

表7 W3井实施前后生产工况对比

Table 7 Comparison of production conditions before and after implementation of well W3

时间	产液 /t·d ⁻¹	产油 /t·d ⁻¹	含水/%	套压 /MPa	测试工况	井底流压 /MPa	注气点以上压力梯度 /MPa·(100 m) ⁻¹	注气点以下压力梯度 /MPa·(100 m) ⁻¹
试验前	26	8	70	6.7	第6级阀注气	14.0	0.21	0.83
试验中	40	12	70	6.5	第7级阀注气	10.1	0.13	0.64
试验后	12	4	64	6.4	第6级阀注气	12.3	0.15	0.87

3.3 效果分析

从水质矿化度分析:试验3口井依次是W2>W3>W1,而提液增液效果依次是W1>W3>W2,说明水质矿化度对本次试验效果影响不明显。

从油井含水率分析:试验3口井依次是W1>W2>W3,而提液增液效果依次是W1>W2>W3,说明含水率高低即凝析油含量,直接决定起泡剂的助排效果,含水率越高的井,助排效果越明显。

由于3口井的地面注入压力和井筒温度相差不大,难以对实施效果的影响进行准确判断,有待后续实施中继续论证,3口井工况参数对比见表8。

表8 试验3口井工况参数对比

Table 8 Comparison of operating conditions parameters of three test wells

井号	地面注入 压力/MPa	矿化度 /mg·L ⁻¹	含水率 /%	井筒温 度/℃	实施效果
W1	7.0~7.5	85 000	86	72	增液116%,增油0%
W2	6.5~7.2	130 000	65	66	增液13%,增油36%
W3	6.4~6.7	110 000	70	81	增液80%,增油89%

4 结论

(1)以C₁₂~C₁₈长链脂肪酸与N,N-二甲基-1,3-丙二胺为原料,通过优化起泡剂分子结构,生成以烷基酰胺丙基羧基甜菜碱为主剂的化学起泡剂配方,可有效抵御凝析油对泡沫结构的破坏,在含轻质原油的油水两相环境中实现稳定成泡和高效携液。

(2)该专用起泡剂配方经过室内性能评价表明,在凝析油含量0~40%、矿化度100 000 mg/L、温度≤120℃工况条件下,起泡能力强、泡沫稳定性好、携液能力优异,具有优良的耐油、耐盐、耐高温性能,保证在10 MPa注气工况下泡沫辅助气举采油工艺的稳定运行。

(3)研发一套泡沫辅助气举采油注入工艺,依托现有井口与地面设施实施,改造量小、投产快捷,以低成本投入实现高效增油,具备较强现场推广价

值。3口试验井平均增液70%,平均增油42%,有效解决井筒积液和举升效率低下问题,应用效果显著。

致谢:衷心感谢中国石油吐哈油田分公司采油工艺研究院领导及同事在论文编写过程中提供的帮助。

参考文献

- [1] 张宝瑞,伍正华,贾洪革. 让纳若尔油田气举采油技术研究与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2024:18-21.
- [2] 齐丹,邹洪岚,陈挺,等. 气举井效率定量评价方法及影响因素[J]. 大庆石油地质与开发,2020,39(6):97-103.
- [3] 博古. 气井积液井筒排液采气技术应用[D]. 北京:中国石油大学(北京),2016:75-82.
- [4] 陈浩. 制氮车连续油管气举排液技术在气田应用探究[J]. 科技创业家,2013(24):44.
- [5] 徐志敏,王跃文,孙冰恒,等. 气举采油技术在让纳若尔油田的应用[J]. 石油钻采工艺,2014,36(2):75-77.
- [6] 汤发明,李论,邓生辉. GP-I泡排剂的研制及在扎纳若尔油田的应用[J]. 吐哈油气,2009,14(2):155-157.
- [7] 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):542-545.

- CHEN Yaxi, WANG Yao, LI Xiaoke, et al. Study on foaming agent for foam drainage in high-condensate gas wells[J]. *Oilfield Chemistry*, 2013, 30(4): 542-545.
- [8] 杜国佳,李梦书,蒋毅. 抗高温、高矿化度、高凝析油起泡剂的实验评价[J]. *日用化学品科学*, 2009, 32(8): 28-30.
- DU Guojia, LI Mengshu, JIANG Yi. Experimental evaluation of foaming agents with high temperature resistance, high salinity, and high condensate oil [J]. *Detergent & Cosmetics*, 2009, 32(8): 28-30.
- [9] 徐书龙. 低氧泡沫驱缓蚀剂防腐性能与配伍性实验研究[J]. *石油化工应用*, 2020, 39(11): 105-108.
- XU Shulong. Experimental study on the anti-corrosion performance and compatibility of low-oxygen foam flooding corrosion inhibitor [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2020, 39(11): 105-108.
- [10] 朱永贤,张明敏,张凯,等. 鲁克沁深层稠油油藏空气泡沫驱技术实践[J]. *石油钻采工艺*, 2022, 44(3): 348-353.
- ZHU Yongxian, ZHANG Mingmin, ZHANG Kai, et al. Practice of air foam flooding in the Lukeqin deep heavy oil reservoir [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2022, 44(3): 348-353.
- [11] 雷小英,司福军,洪玉倩,等. 两步法合成混合脂肪酰胺丙基甜菜碱表面活性剂工艺研究[J]. *中国洗涤用品工业*, 2024(5): 62-66.
- LEI Xiaoying, SI Fujun, HONG Yuqian, et al. Research on the two-step synthesis process of mixed fatty amidopropyl betaine surfactants [J]. *China Cleaning Industry*, 2024(5): 62-66.
- [12] 鲁红升,张轩,全红平,等. 油酸酰胺丙基甜菜碱的合成改进及性能评价[J]. *精细石油化工*, 2012, 29(2): 1-5.
- LU Hongsheng, ZHANG Xuan, Quan Hongping, et al. An advanced method for the preparation of oleicylamidopropyl betaine [J]. *Speciality Petrochemicals*, 2012, 29(2): 1-5.
- [13] 蔡红岩,王强,王红庄,等. 驱油用芥酸酰胺丙基羧基甜菜碱的合成与性能评价[J]. *精细化工*, 2014, 31(5): 638-642.
- CAI Hongyan, WANG Qiang, WANG Hongzhuang, et al. Preparation and activities of erucyl amidopropyl carboxyl betaine[J]. *Fine Chemicals*, 2014, 31(5): 638-642.
- [14] 宋新旺,王程昱,郭鑫,等. 烷基酰胺丙基甜菜碱的一锅法合成及表面性质[J]. *化学世界*, 2023, 64(3): 149-154.
- SONG Xinwang, WANG Chengyu, GUO Xin, et al. One-pot synthesis and surface activity of alkylamidopropyl betaines surfactants [J]. *Chemical World*, 2023, 64(3): 149-154.
- [15] 胡世强,刘建仪,刘建华,等. 凝析气井泡排剂 LH1 的泡沫性能研究与应用[J]. *西南石油大学学报*, 2007, 29(2): 78-81.
- HU Shiqiang, LIU Jianyi, LIU Jianhua, et al. Research and application of foam performance of condensate gas well bubble drainage agent LH1 [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2007, 29(2): 78-81.
- [16] 刘子铭,葛际江,李嘉苏,等. 长短碳链甜菜碱型起泡剂的协同增效作用研究[J]. *石油与天然气化工*, 2022, 51(5): 92-98.
- LIU Ziming, GE Jijiang, LI Jiasu, et al. Synergistic effect of long and short carbon chain betaine type foaming agents [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2022, 51(5): 92-98.
- [17] 孙泰滨,陈馥,罗米娜,等. 尕斯油藏耐油耐盐洗井用固体起泡剂的室内研究[J]. *石油与天然气化工*, 2022, 51(3): 98-104.
- SUN Taibin, CHEN Fu, LUO Mina, et al. Laboratory study on solid foaming agent for oil and salt-resistant well washing in Gasi reservoir [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2022, 51(3): 98-104.

编辑 吴志力

第一作者简介:王良,男,1978年出生,高级工程师,2003年毕业于四川成都理工大学机械制造及自动化专业,主要研究方向为机械采油与石油工程。电话:19090170461, Email: 32076398@qq.com。通信地址:新疆哈密市伊州区吐哈石油基地采油工艺研究院,邮政编码:839000。