

文章编号: 0253-2697(2023)04-0636-11 DOI:10.7623/syxb202304006

# 无碱三元乳化驱油体系

程杰成<sup>1</sup> 吴军政<sup>1</sup> 吴昊<sup>1</sup> 刘笑莹<sup>1,2</sup> 何金钢<sup>1</sup> 贾世华<sup>1</sup>

(1. 大庆油田有限责任公司 黑龙江大庆 163002; 2. 提高油气采收率教育部重点实验室(东北石油大学) 黑龙江大庆 163318)

**摘要:**三元复合驱是进一步大幅度提高原油采收率的重要方法之一,目前已进入工业化推广阶段,但仍存在注采系统结垢及生产维护成本较高等问题。根据大庆油田三元复合驱的强碱、弱碱和无碱化战略部署,用氯化钠代替碳酸钠研发出无碱三元体系,但其乳化能力弱,采收率提高值比弱碱三元体系低2%~3%。为提高无碱三元体系的乳化性能,提升驱油效果,以无碱三元体系为基础,采用E表面活性剂与石油磺酸盐复配,研发出大庆油田无碱三元乳化驱油体系。体系不添加醇和助剂,且在表面活性剂质量分数较低(0.3%)时能够与大庆原油形成Winsor III型中相微乳液。进一步研究表明,其增黏性、界面活性、黏度及界面张力稳定性、抗吸附性能与弱碱三元体系基本一致。驱油实验结果表明该体系具有注入能力强、色谱分离弱、乳化能力强的特点,可比水驱提高采收率41.12%,较弱碱三元体系增加提高采收率11.25%。根据室内研究结果,初步测算该体系吨油化学剂成本较弱碱三元体系下降42.90%。研发出的大庆油田无碱三元乳化驱油体系不仅实现了三元复合驱无碱化的目标,而且实现了从超低界面张力复合驱到低浓度中相微乳液驱的跨越,达到了大幅度提高采收率和降本增效的目的,具有广阔的应用前景,也可以为其他陆相砂岩老油田的高效开发提供技术借鉴。

**关键词:**无碱三元驱油体系;E表面活性剂;中相乳状液;界面张力;乳化行为

**中图分类号:**TE357.4

**文献标识码:**A

## Alkali-free three-component emulsification flooding system

Cheng Jiecheng<sup>1</sup> Wu Junzheng<sup>1</sup> Wu Hao<sup>1</sup> Liu Xiaoying<sup>1,2</sup> He Jingang<sup>1</sup> Jia Shihua<sup>1</sup>

(1. Daqing Oilfield Company Limited, Heilongjiang Daqing 163002, China; 2. Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of the Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Heilongjiang Daqing 163318, China)

**Abstract:** Alkaline/surfactant/polymer (ASP) flooding is one of the important methods to further greatly improve oil recovery. Although this technique has put into industrial application, it still has problems such as scaling in injection and production system and high cost of production and maintenance. According to the strong alkali[sodium hydroxide (NaOH)], weak alkali[sodium carbonate (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>)] and alkali-free strategic plan made for ASP flooding in Daqing oilfield, alkali-free three-component system was developed by replacing sodium carbonate with sodium chloride. However, the emulsion performance of the system is weak, and oil recovery increment is 2%-3% OOIP lower than that of the weak alkali ASP flooding system. To improve the emulsion performance and enhance oil flooding effect, E-surfactant was compounded with petroleum sulfonate based on the alkali-free three-component system to develop the alkali-free three-component emulsification flooding system of Daqing oilfield. The system is free of alcohol and additives, and it can form Winsor type III middle-phase micro-emulsion with Daqing crude oil when the surfactant mass fraction is low (0.3%). Further study shows that the thickening property, interfacial activity, viscosity, interfacial tension stability and anti-adsorption properties of the above system are basically the same as those of the weak alkali ASP flooding system. The core flooding experiment results show that the system is characterized by strong injectability, low degree of chromatographic separation, and good emulsion performance, which can improve oil recovery by 41.12% higher than water flooding and 11.25% higher than weak alkali ASP system. According to the results of laboratory study, the cost for chemical agent per ton of oil in this system was initially estimated to decrease by 42.9% compared with the weak alkali ASP flooding system. The alkali-free three-component system developed for Daqing oilfield not only achieves the alkali-free goal of three-component flooding, but makes a leap from ultra-low interfacial tension compound flooding to low-concentration middle-phase micro-emulsion flooding, which has reached the goal of largely improving oil recovery and decreasing cost and increasing efficiency. In fact, the system has a broad application prospect and can also provide technical reference for the efficient development of other old continental sandstone oilfields.

**Key words:** alkali-free three-component flooding system; E-surfactant; middle-phase microemulsion; interfacial tension; emulsification behavior

**基金项目:**国家科技重大专项“大庆长垣特高含水油田提高采收率示范工程”(2016ZX05054)和国家自然科学基金项目(No. 51674085)资助。

**第一作者:**程杰成,男,1962年9月生,2000年获大连理工大学博士学位,现为中国工程院院士,主要从事油田提高采收率技术研究工作。Email: chengjiecheng@petrochina.com.cn

**通信作者:**贾世华,男,1982年7月生,2005年获大庆石油学院学士学位,现为大庆油田有限责任公司高级工程师,主要从事油田提高采收率技术研究工作。Email: jiashihua@petrochina.com.cn

引用:程杰成,吴军政,吴昊,刘笑莹,何金钢,贾世华.无碱三元乳化驱油体系[J].石油学报,2023,44(4):636-646.

Cite:CHENG Jiecheng,WU Junzheng,WU Hao,LIU Xiaoying,HE Jingang,JIA Shihua. Alkali-free three-component emulsification flooding system[J]. Acta Petrolei Sinica,2023,44(4):636-646.

大庆油田自20世纪80年代开始研究三元复合驱油技术<sup>[1-3]</sup>,经过室内研究、先导性矿场试验、工业性矿场试验和工业化推广4个阶段,目前技术较为成熟,可以在水驱基础上提高原油采收率20.0%以上,成为大庆油田进一步提高采收率的重要技术<sup>[4-6]</sup>。三元复合驱于2014年在大庆油田实施规模化工业推广,当年实现产量首次跃上 $200 \times 10^4$ t台阶,2016年生产原油超过 $400 \times 10^4$ t,近7年的产油量均在 $400 \times 10^4$ t/a以上,为大庆油田持续高产发挥了重要作用,也使中国成为世界上唯一掌握三元复合驱工业化技术的国家。

由于三元复合驱中的碱易导致注采系统结垢,给生产管理带来一定难度,同时也增加了维修工作量和操作成本<sup>[7-8]</sup>。因此,大庆油田在2005年就确定了三元复合驱由强碱向着弱碱直至无碱化的发展战略<sup>[9]</sup>。近年来,复合驱无碱化主要有两个研究方向,一是利用聚合物和表面活性剂复配的无碱二元复合体系,二是利用其他药剂代替碱形成新的三元复合体系<sup>[10]</sup>。

研究人员开展了大量无碱二元复合体系的研发工作,取得了一定进展<sup>[10-12]</sup>,但仍存在3方面的问题:①提高采收率幅度较三元复合驱低2%~5%;②对表面活性剂性能要求高,且使用浓度高、成本高;③现场应用规模小,且缺少适合大庆油田油/水条件的成本低、质量稳定的表面活性剂工业化产品。从2015年起,笔者团队开展其他药剂代替碱的新三元复合体系研发,以成熟的工业化石油磺酸盐表面活性剂为基础,与氯化钠和部分水解聚丙烯酰胺复配形成了无碱三元体系,但提高采收率幅度仍较弱碱三元体系低2%~3%,其主要原因是无碱三元体系的乳化性能较弱。

在化学驱过程中,乳化作用对化学驱提高采收率十分有利<sup>[13-15]</sup>,其主要是发挥了乳状液调堵和乳化携带作用,稳定的乳状液在运移时油相不易重新黏附回岩石表面并通过乳化携带作用采出<sup>[16-20]</sup>。同时,根据 Win-

sor理论,在平衡状态下,乳状液体系可以分为 Winsor I型、Winsor II型、Winsor III型<sup>[21]</sup>,其中 Winsor III型微乳液具有最低的油水界面张力且相态特征为油/水互相增溶,形成了水包油和油包水双连续相<sup>[22-25]</sup>。因此,研究建议将驱替过程尽可能保持在 Winsor III型相态环境,以实现最大程度提高采收率<sup>[26-30]</sup>。基于以上认识,笔者团队开展了无碱三元体系进一步提升乳化能力的系列研究,通过E表面活性剂与石油磺酸盐复配,提高了无碱三元体系的乳化能力,研发出大庆油田无碱三元乳化驱油体系。该体系在低表面活性剂质量分数(0.3%)时与大庆原油界面张力可达到 $10^{-4}$ mN/m数量级,形成稳定的乳状液并呈现出 Winsor III型相态特征,能够大幅度提高采收率。

## 1 实验

### 1.1 实验材料

化学试剂:氯化钠(NaCl),分析纯,辽宁泉瑞试剂有限公司;碳酸钠( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ),工业品,固含量>99.2%,唐山三友化工股份有限公司;石油磺酸盐,工业品,有效物含量为38%~42%,中国石油天然气股份有限公司大庆炼化分公司;E表面活性剂,烷基醇聚氧乙烯醚聚氧丙烯类表面活性剂,工业品,有效物含量38%~42%,大庆再创科技有限公司;部分水解聚丙烯酰胺(HPAM),工业品,相对分子质量为 $1600 \times 10^4$ ,固含量>88.0%,中国石油天然气股份有限公司大庆炼化分公司。实验用水:油田实际回注水、模拟地层水的水质离子组成如表1所示。实验用油:脱水脱气原油取自大庆油田三元复合驱工业化推广A区块,45℃时密度为 $847.5 \text{ kg/m}^3$ ,动力黏度为 $27.22 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;模拟油采用脱水脱气原油与航空煤油配制,45℃时动力黏度为 $10.0 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。油砂:大庆油田三元复合驱工业化推广A区块SII油层组。岩心:贝雷砂岩,规格为 $45 \text{ mm} \times 45 \text{ mm} \times 300 \text{ mm}$ 。

表1 实验用水离子含量

Table 1 Ion content of experimental water

水样	离子含量/(mg/L)							矿化度/(mg/L)
	$\text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{CO}_3^{2-}$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	
回注水	943.8	2821.2	301.6	5.0	42.0	5.1	1851.5	5970.6
模拟地层水	2155.8	2063.5	0	287.5	23.1	52.6	2196.5	6779.0

### 1.2 实验仪器

TX-500C型旋滴超低界面张力仪,美国科诺工业有限公司;Turbiscan Lab稳定性分析仪,法国 Formu-

laction仪器公司;Brookfield DV-II型黏度计,美国 Brookfield公司;PT-3000型均化仪,瑞士 Kinematica AG公司;偏光显微镜,德国 Leica公司;多功能驱油装

置,海安石油科技有限公司。

### 1.3 体系配制

3种体系采用污配污稀方式。用回注水配制5 000 mg/L部分水解聚丙烯酰胺母液,搅拌2.0 h,熟化2.0 h,用回注水配制质量分数为5.0%的石油磺酸盐母液、5.0%的碳酸钠母液和5.0%的氯化钠母液。按照体系配比分别加入部分水解聚丙烯酰胺、石油磺酸盐、碳酸钠或者氯化钠母液,加回注水搅拌均匀即得目的液。在3种体系中,无碱三元乳化驱油体系的表面活性剂为石油磺酸盐与E表面活性剂复配,无碱三元体系和弱碱三元体系的表面活性剂为石油磺酸盐,体系组成如表2所示。

表2 不同三元复合体系化学剂组成

Table 2 Chemical composition of different three-component systems

体系类型	表面活性剂	盐	碱	聚合物
无碱三元乳化驱油体系	质量分数为0.3%石油磺酸盐与E表面活性剂	质量分数为1.2%NaCl		
无碱三元体系	质量分数为0.3%石油磺酸盐	质量分数为1.2%NaCl		1600 mg/L HPAM
弱碱三元体系	质量分数为0.3%石油磺酸盐		质量分数为1.2%Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	

### 1.4 抗吸附能力测定

抗吸附能力测定采用油砂多次吸附实验方法<sup>[5]</sup>。称取80~120目的油砂20 g,放入250 mL三角瓶中,再向其中按照1:9的固液质量比加入三元复合体系溶液,密封置于恒温摇床中,在45.0℃下振荡24.0 h,取出少量上层液体测定体系与原油间的界面张力,记录一次吸附后体系的界面张力值。多次吸附时,取上层全部液体,按照上述固液质量比,重新加入油砂,重复上述步骤得到多次吸附后体系界面张力值,对比分析3种体系中表面活性剂的抗吸附能力。

### 1.5 乳化难易程度测定

将3种体系溶液分别与模拟油以体积比为1:1混合,在45℃时利用立式搅拌器在300 r/min下搅拌2 min,静置2 min后观察乳状液相分离情况。若油、水不分层,则视为形成相对稳定的乳状液,体系形成乳化较为容易。若油、水分层,则视为未形成相对稳定的乳状液,体系形成乳化较为困难,此时提高立式搅拌器转数50 r/min并重复上述实验过程,直至立式搅拌器转数升至550 r/min,记录转数与乳化程度的关系,评价乳化难易程度。

### 1.6 乳状液稳定性测定

将3种体系溶液分别与模拟油以体积比为1:1混合,以10 000 r/min均化2 min后装入测试瓶,利用Turbiscan Lab稳定性分析仪扫描乳状液透射光和背散射光,自动计算出乳状液稳定性指数(TSI)值。

### 1.7 乳状液黏度测定

将3种体系溶液分别与模拟油以体积比为1:1混合,以10 000 r/min均化2 min后形成乳状液,利用Brookfield DV-II型黏度计测定乳状液黏度。

### 1.8 乳状液相态实验

将3种体系溶液分别与模拟油以体积比为1:1混合,移入5 mL移液管,并封闭管底,使用摇床恒速摇动5.0 h使溶液与模拟油充分混匀,静止放置在45℃恒温箱内,定期观察直至比色管中油/水相稳定为止。

### 1.9 岩心驱替实验

贝雷岩心抽真空,饱和模拟地层水,并水测渗透率;饱和模拟油,老化72.0 h,计算初始含油饱和度;水驱至出口含水率98.0%以上,依次注入3种体系主段塞和聚合物保护段塞(岩心驱替实验方案如表3所示),后续水驱至含水率98.0%以上。在45℃条件下,饱和油速度为0.1 mL/min,驱替速度为0.3 mL/min(约等于油层前缘驱替速度为1 m/d)。

表3 不同三元复合体系岩心驱替实验方案

Table 3 Experimental scheme of core displacement of different three-component systems

驱油体系	驱油方案设计
无碱三元乳化驱油体系	主段塞:0.3 PV 无碱三元乳化驱油体系 保护段塞:0.2 PV(1600 mg/L HPAM)
无碱三元体系	主段塞:0.3 PV 无碱三元体系 保护段塞:0.2 PV(1600 mg/L HPAM)
弱碱三元体系	主段塞:0.3 PV 弱碱三元体系 保护段塞:0.2 PV(1600 mg/L HPAM)

## 2 结果与讨论

### 2.1 无碱三元乳化驱油体系中表面活性剂配比优化

界面张力和乳化能力是影响复合体系驱油效果的主要指标<sup>[3]</sup>。为了使无碱三元乳化驱油体系同时具备优异的界面性能和乳化性能,需要对表面活性剂中的石油磺酸盐与E表面活性剂复配比例进行优化,研究不同表面活性剂配比对两项主要指标的影响,实验方案如表4所示。

表4 表面活性剂复配比例实验方案

Table 4 Experimental scheme of surfactant compounding ratio

编号	表面活性剂	盐	聚合物
1#	石油磺酸盐		
2#	石油磺酸盐:E表面活性剂=5:1		
3#	石油磺酸盐:E表面活性剂=4:1	NaCl	1600mg/L HPAM
4#	石油磺酸盐:E表面活性剂=3:1		
5#	石油磺酸盐:E表面活性剂=2:1		

#### 2.1.1 不同表面活性剂配比对界面张力的影响

测定不同表面活性剂配比的无碱三元乳化驱油体

系在不同化学剂浓度条件下的界面张力,结果如图 1 所示。1# 方案具有较好的界面活性范围,仅当盐度小于 0.4% 且表面活性剂质量分数小于 0.1% 时未达到超低界面张力。随着 E 表面活性剂的加入,超低界面张力区域发生变化,2# 和 3# 方案在盐度为 1.2% 以上且表面活性剂质量分数为 0.1% 以上时出现界面张力达  $10^{-4}$  mN/m 数量级,在盐度为 0.4% 以下且表面活性剂质量分数为 0.1% 以下时达到  $10^{-2}$  mN/m 数量级的区域略有增加,但增加幅度较小。4# 方案界面张

力达  $10^{-4}$  mN/m 数量级的区域大幅下降,与此同时,当盐度小于 0.6% 且表面活性剂质量分数小于 0.2% 时即未达到超低界面张力。5# 方案界面张力始终达不到  $10^{-4}$  mN/m 数量级,且盐度小于 0.6% 后就无法达到超低界面张力。因此,复配表面活性剂中的 E 表面活性剂比例过高时,对体系界面张力有一定影响。石油磺酸盐与 E 表面活性剂比例为 5:1 或 4:1 时更有利于无碱三元乳化驱油体系与原油达到超低界面张力。

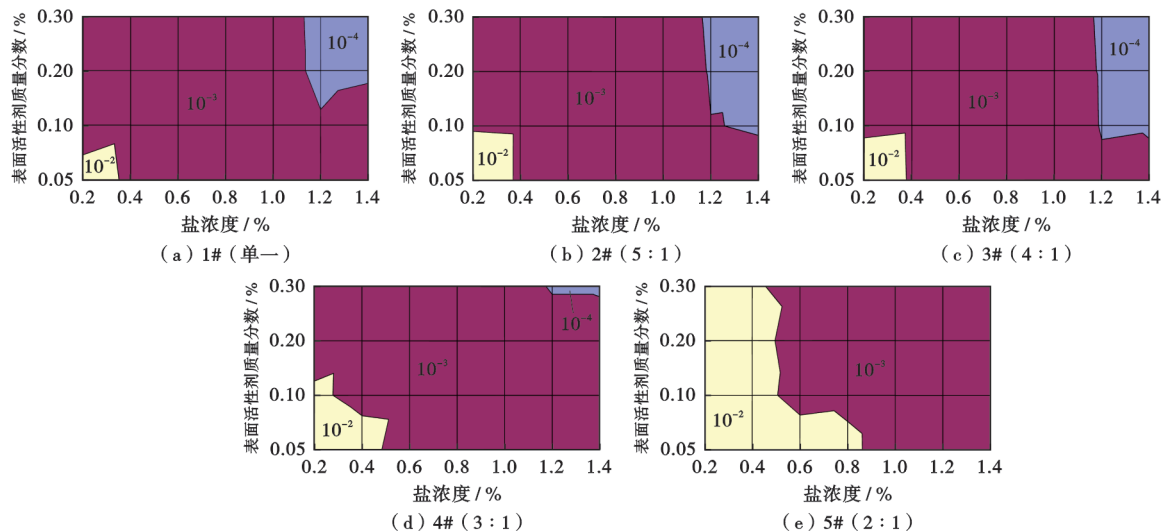


图 1 不同表面活性剂配比下无碱三元乳化驱油体系界面张力活性

Fig. 1 Interfacial tension activity of alkali-free three-component emulsification flooding system with different surfactant ratios

2.1.2 不同表面活性剂配比对乳化稳定性的影响

TSI 值能够综合表征乳状液失稳过程中絮凝、聚并和相分离的程度,不同 E 表面活性剂比例下 TSI 值随时间的变化结果如图 2 所示。随着 E 表面活性剂比例的提高,TSI 值下降,乳化稳定性增强。1# 方案

TSI 值为 7.86,2# 方案 TSI 值为 6.04,较 1# 方案下降 23.16%。3#、4# 和 5# 方案的 TSI 值在 3.54~3.80,数值较为接近,较 1# 方案下降 51.65%~54.96%,说明当石油磺酸盐和 E 表面活性剂比例达到 4:1 后,进一步提高 E 表面活性剂比例,TSI 值基本无变化,体系的乳化稳定性趋于稳定值。

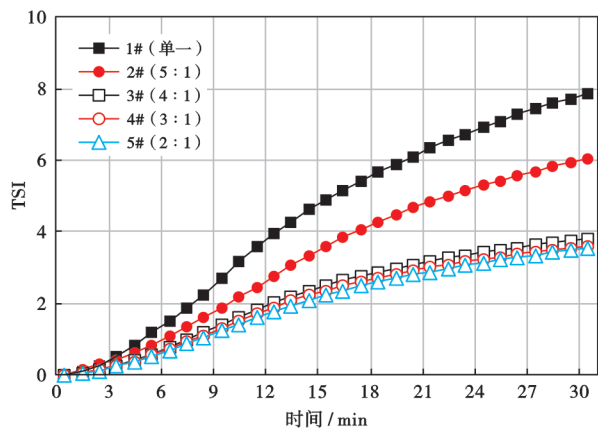


图 2 不同表面活性剂配比下无碱三元乳化驱油体系 TSI 值随时间变化

界面张力和乳化稳定性实验结果表明,当石油磺酸盐与 E 表面活性剂配比为 4:1 时,可以在较宽的化学剂浓度范围内形成超低界面张力,又能大幅度提高乳化稳定性,因此,确定石油磺酸盐与 E 表面活性剂的最佳配比为 4:1,无碱三元乳化驱油体系均采用此配比开展评价研究。

2.2 无碱三元乳化驱油体系增黏性能

2.2.1 增黏性

增黏作用是化学驱提高采收率的重要机理之一<sup>[2]</sup>。研究了 3 种体系中聚合物浓度与黏度的关系,结果如图 3 所示。3 种体系的浓度—黏度曲线变化规律基本一致,当聚合物质量浓度为 1 600 mg/L 时,无碱三元乳化驱油体系的黏度为 30.9 mPa·s,弱碱三元体系黏度为 31.9 mPa·s,无碱三元体系黏度为 30.5 mPa·s,

Fig. 2 The TSI changes with time for alkali-free three-component emulsification flooding system under different surfactant ratio

3种体系黏度变化幅度仅为0.93%~5.30%,说明氯化钠代替碳酸钠、E表面活性剂与石油磺酸盐复配对三元体系的增黏性影响不大。

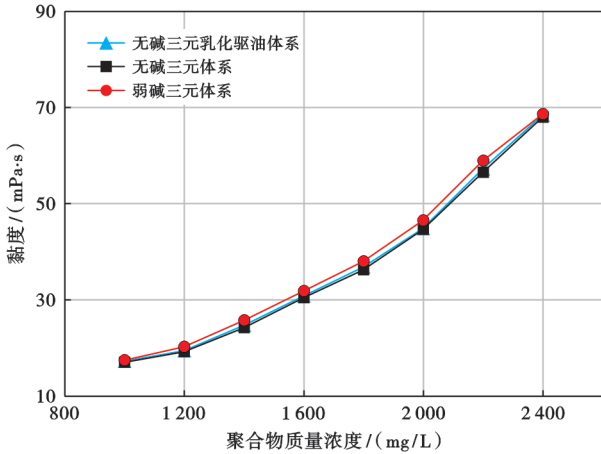


图3 不同三元复合体系黏度—浓度曲线

Fig. 3 Viscosity and concentration curves of different three-component systems

2.2.2 黏度稳定性

黏度稳定性是表征驱油体系长期稳定性的重要参数,不同三元复合体系黏度稳定性结果如图4所示。无碱三元乳化驱油体系初始黏度为30.9 mPa·s,90 d降低至25.6 mPa·s,黏度保留率为82.8%;无碱三元体系初始黏度为30.5 mPa·s,90 d降低至25.2 mPa·s,黏

度保留率为82.6%;弱碱三元体系初始黏度为31.9 mPa·s,90 d降低至26.3 mPa·s,黏度保留率为82.4%。3种体系的90 d黏度保留率基本一致,均在80%以上。

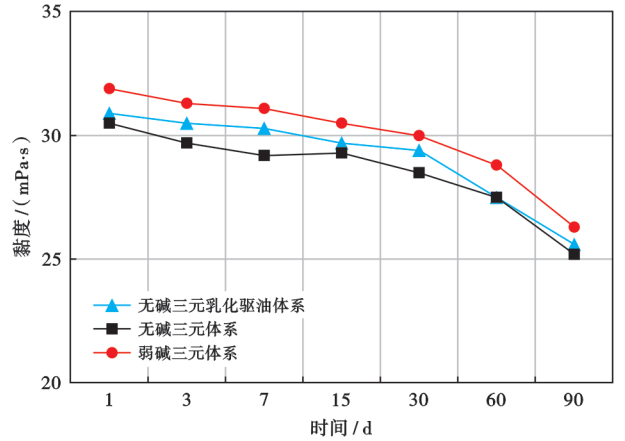


图4 不同三元复合体系黏度稳定性

Fig. 4 Viscosity stability of different three-component systems

2.3 无碱三元乳化驱油体系界面性能

2.3.1 界面活性

3种体系界面张力的变化规律如图5所示。在表面活性剂质量分数为0.05%~0.30%和碱(盐)质量分数为0.2%~1.4%的范围内,无碱三元乳化驱油体系与弱碱三元体系、无碱三元体系具有相近的超低界面张力范围。3种体系界面活性差别不大。

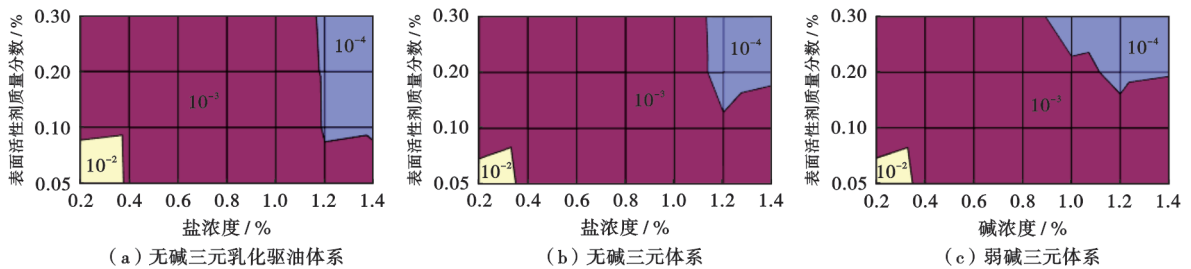


图5 不同三元复合体系界面活性

Fig. 5 Interfacial tension of different three-component systems

2.3.2 界面张力稳定性

测定不同体系90 d内界面张力变化(图6)的结果表明,无碱三元乳化驱油体系的界面张力值由初始时的 $8.1 \times 10^{-4}$  mN/m升高至90 d时的 $2.96 \times 10^{-3}$  mN/m;无碱三元体系的界面张力值由 $8.91 \times 10^{-4}$  mN/m升高至 $3.02 \times 10^{-3}$  mN/m;弱碱三元体系的界面张力值由 $7.1 \times 10^{-4}$  mN/m升高至 $1.3 \times 10^{-3}$  mN/m。90 d内3种体系都具有较好的界面张力稳定性能,始终保持在界面张力为 $10^{-3}$  mN/m数量级。

2.3.3 抗油砂吸附性能

三元体系溶液在油层多孔介质的运移过程中产生吸附、滞留、化学剂损耗和色谱分离,导致化学剂浓度降低、协同效应减弱、界面张力升高,影响驱油效果,因

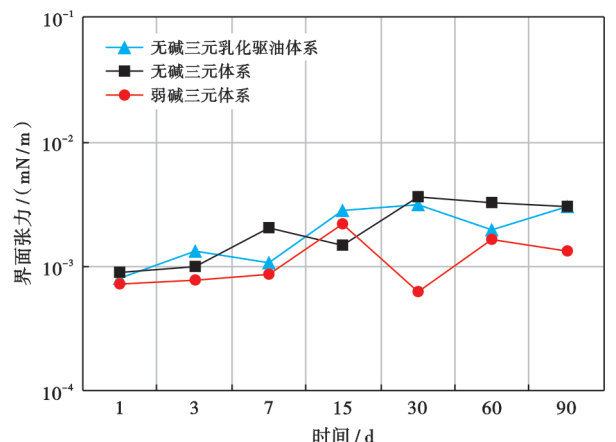


图6 不同三元复合体系界面张力稳定性

Fig. 6 Interfacial tension stability of different three-component systems

此,保持三元体系的抗油砂吸附性能非常重要<sup>[4]</sup>,3种体系的抗油砂吸附性能结果如表 5 所示。在 3 次吸附后,3 种体系界面张力值均能保持在  $10^{-3}$  mN/m 数量级。在 4 次吸附后,无碱三元体系界面张力值上升至  $10^{-2}$  mN/m 数量级。在 5 次吸附后,无碱三元乳化驱油体系与弱碱三元体系的界面张力值才上升至  $10^{-2}$  mN/m 数量级,表明无碱三元乳化驱油体系通过 E 表面活性剂与石油磺酸盐的复配有效提高了抗吸附能力,抗油砂吸附性能与弱碱三元体系基本一致。

表 5 不同三元复合体系油砂吸附前后界面张力对比

Table 5 Comparison of oil sand interfacial tension before and after adsorption of different three-component systems

驱油体系	界面张力/ ( $10^{-3}$ mN/m)					
	未吸附	1 次吸附	2 次吸附	3 次吸附	4 次吸附	5 次吸附
无碱三元乳化驱油体系	1.21	1.67	2.13	3.67	7.88	35.50
无碱三元体系	0.90	4.78	5.51	8.77	30.50	
弱碱三元体系	0.70	2.38	3.57	7.75	5.51	15.50

## 2.4 无碱三元乳化驱油体系乳状液性能

### 2.4.1 乳状液稳定性

通过瓶试法对比了 3 种体系的乳化难易程度和乳化稳定性,结果如表 6 所示。无碱三元乳化驱油体系在高于 450 r/min 转速条件时,油/水乳状液静置 2 min 后较为稳定,未发生明显分层。弱碱三元体系在高于 550 r/min 转速条件时未发生明显分层,而无碱三元体系在实验所使用搅拌速度范围内均发生明显分层现象。因此,无碱三元乳化驱油体系在机械外力作用下易于形成乳状液,且具有更好的乳状液稳定性。

表 6 不同三元复合体系乳化难易程度对比

Table 6 Comparison of emulsifying capacity of different three-component systems

体系	立式搅拌器转速/(r/min)					
	300	350	400	450	500	550
无碱三元乳化驱油体系	×	×	×	√	√	√
无碱三元体系	×	×	×	×	×	×
弱碱三元体系	×	×	×	×	×	√

注:√—45℃条件下静置 2 min 油/水乳状液稳定,未明显分层;×—45℃条件下静置 2 min 油/水乳状液有破乳现象,发生分层。

3 种体系乳状液 TSI 值随时间变化(图 7)的结果表明,乳状液稳定性由高到低依次为无碱三元乳化驱油体系、弱碱三元体系和无碱三元体系。结合表 6 中对乳化难易程度的评价结果,无碱三元乳化驱油体系较其他两种体系更易在低机械外力作用下形成稳定的乳状液,因此,在驱油过程中更有利于稳定地发挥乳状液携油作用。

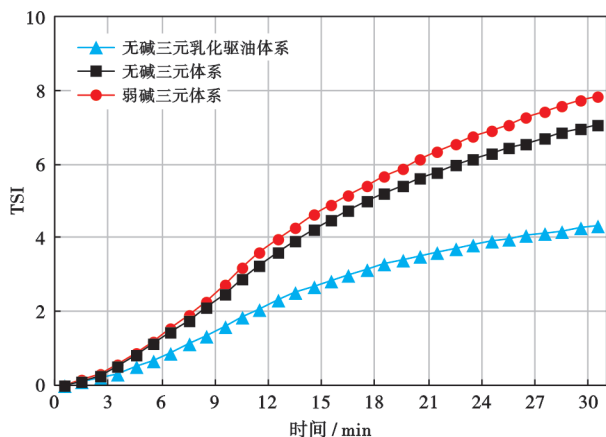


图 7 不同三元复合体系 TSI 值随时间的变化结果

Fig. 7 Comparison of TSI with time of different three-component systems

### 2.4.2 乳状液表观黏度

乳状液主要分为油包水型和水包油型,在不同含水率条件时可发生转变,在特定条件下油包水型和水包油型会同时存在,形成比较复杂的混合过渡型乳状液,此时内摩擦力增大,黏度出现峰值,视为乳状液转型点。3 种体系在不同含水率时的乳状液黏度结果如图 8 所示。无碱三元乳化驱油体系的乳状液转型点在含水率约为 30%,黏度为 68.5 mPa·s。弱碱三元体系和无碱三元体系的乳状液转型点在含水率约为 40%,黏度分别为 89.2 mPa·s 和 88.6 mPa·s。无碱三元乳化驱油体系与原油所形成的乳状液黏度整体低于弱碱三元体系和无碱三元体系分别与原油所形成的乳状液黏度,表明无碱三元乳化驱油体系的乳状液之间内摩擦力较低,乳状液更易在多孔介质中渗流。乳状液稳定性和表观黏度的测定结果表明,无碱三元乳化驱油体系表现出了易乳化、乳化稳定性好且乳状液流动性强的特点。

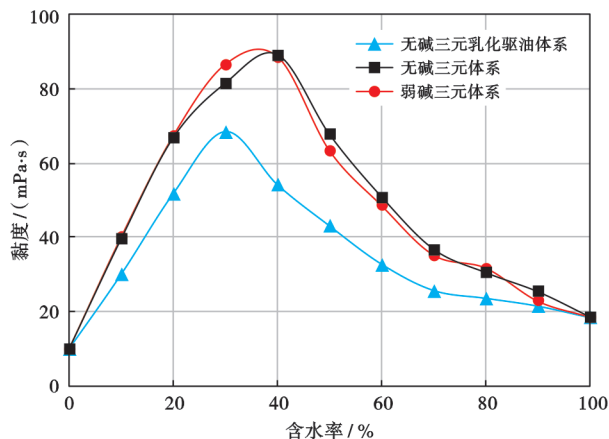


图 8 不同三元复合体系乳状液黏度变化

Fig. 8 Comparison of emulsion viscosity of different three-component systems

### 2.4.3 无碱三元乳化驱油体系相行为特征

分析无碱三元乳化驱油体系和弱碱三元体系在不同等效盐浓度下的油/水乳化相行为特征,明确离子强度对相行为的影响,结果如图9所示。无碱三元乳化驱油体系在氯化钠质量分数大于0.8%时出现油、水两相增溶现象,在质量分数为0.8%~1.2%时两相增溶特征较为明显,在质量分数大于1.2%后增溶特征趋于稳定。而在弱碱三元体系中,随着碳酸钠浓度的增加,油/水界面较为清晰,始终未出现油、水两相增溶现象。

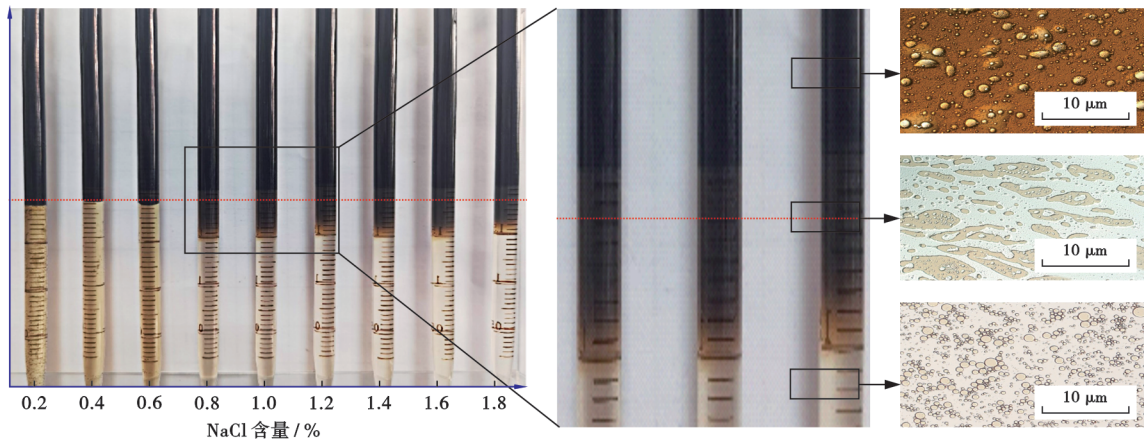


图9 不同盐浓度下无碱三元乳化驱油体系油/水相态变化

Fig. 9 The oil and water phase behavior changes of alkali-free three-component emulsification flooding system in different salt concentrations

### 2.4.4 乳状液差异性机理分析

通过乳状液性能研究,无碱三元乳化驱油体系具有较好的乳状液稳定性并出现了较为明显的 Winsor III型乳化特征,说明E表面活性剂与石油磺酸盐复配后发挥了协同作用,因此,通过微观界面机理进一步分析不同三元体系差异性。首先,E表面活性剂非离子联接基的双亲和性使其受到两相的诱导作用坍塌于界面,在疏水链段及亲水离子头基锚定作用下非离子联接基呈橄榄球状<sup>[32]</sup>,如图10所示,橄榄球形状有利于可柔性变形螺旋体紧密占据在界面上排列的石油磺酸盐分子间空位中,形成致密界面膜,有效降低界面张

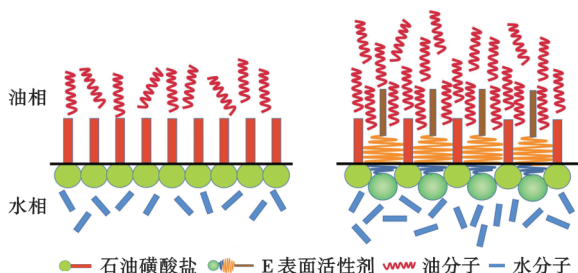


图10 E表面活性剂对石油磺酸盐在油/水界面上分布影响  
Fig. 10 Effect of E surfactant on petroleum sulfonate distribution at oil-water interface

根据相态观察结果,无碱三元乳化驱油体系出现了 Winsor III型乳化特征,但中间相体积比较小、不太清晰,所以进行了研究确认。在氯化钠质量分数为1.2%时的无碱三元乳化驱油体系的上、中、下位置分别抽取了流体,在显微镜下进行观察(图9)的结果可以看出,中间流体具有明显的双连续相特征,同时兼具油包水型和水包油型两种结构,说明E表面活性剂的加入使油/水界面发生不定向弯曲从而形成稳定的双连续相<sup>[31]</sup>,由此确认在盐质量分数为0.8%~1.2%时形成了 Winsor III型乳状液。

力。其次,E表面活性剂由于非离子联接基的存在相当于增加烷基链长和增大亲水头基,使得界面附近油分子和水分子形成有序排列结构,从而增加了界面膜的弹性和厚度,延长了破乳时间<sup>[31,33]</sup>。最后,E表面活性剂能够以 Winsor III型乳化特征增溶油分子,或以胶束的形式增溶或吸附增溶不同极性的有机小分子<sup>[34-36]</sup>。综上所述,无碱三元乳化驱油体系表现出了以上的乳状液性能特征,与弱碱三元体系具有明显差异。

## 2.5 无碱三元乳化驱油体系驱油效果

为了增强驱油实验结果的准确性,开展了大量的重复试验,不同类型复合体系驱替实验结果如表7所示,无碱三元乳化驱油体系可比水驱提高采收率41.12%,总采收率达81.30%。无碱三元和弱碱三元体系分别比水驱提高采收率27.31%和29.87%。无碱三元乳化驱油体系提高采收率幅度最大,比弱碱三元体系高10%以上。

### 2.5.1 含水率下降幅度大,低含水持续时间长

含水率随注入孔隙体积变化的结果如图11所示。无碱三元乳化驱油体系驱替过程中含水下降低期持续1.56 PV,最低含水率为56.57%。无碱三元体系含水下降低期持续1.44 PV,最低含水率为73.68%。弱碱三

表7 不同类型复合体系驱替实验结果

Table 7 Core flooding results of different systems

体系	平行组数	有效渗透率/mD	含油饱和度/%	水驱采收率/%	化学驱采收率/%	总采收率/%
无碱三元乳化驱油体系	35	359~368/364	62.53~63.84/63.25	39.64~40.81/40.18	40.74~41.53/41.12	80.42~82.34/81.30
无碱三元体系	36	379~390/383	62.56~64.11/63.71	38.88~40.00/39.52	26.56~27.96/27.31	65.56~67.90/66.83
弱碱三元体系	31	366~378/372	62.97~64.05/63.59	38.05~39.82/39.12	29.02~30.12/29.87	67.12~69.85/68.99

注:“/”后为平均值

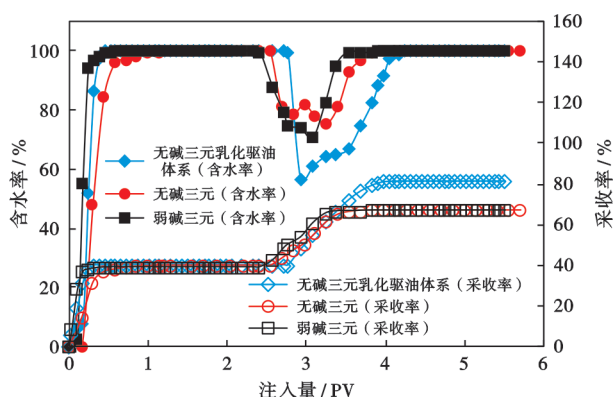


图11 不同三元复合体系驱替实验含水率和采收率曲线

Fig. 11 Water cut and oil recovery vs. pore volume injection in core flooding for different three-component systems

元体系含水下降期持续 1.54 PV,最低含水率为 69.63%。驱替过程中,无碱三元乳化驱油体系含水下降速度快、下降幅度最大、低含水期长,尤其是最低含水率,比弱碱三元体系最低含水率低 13.06%。

### 2.5.2 注入压力低,注入能力强

驱替过程中注入压力随注入孔隙体积变化的结果如图 12 所示。无碱三元乳化驱油体系注入压力最高为 0.40 MPa,无碱三元体系为 0.65 MPa,而弱碱三元体系最高达到 0.80 MPa。无碱三元乳化驱油体系在驱替实验时的油、水两相渗流过程中注入压力最低。

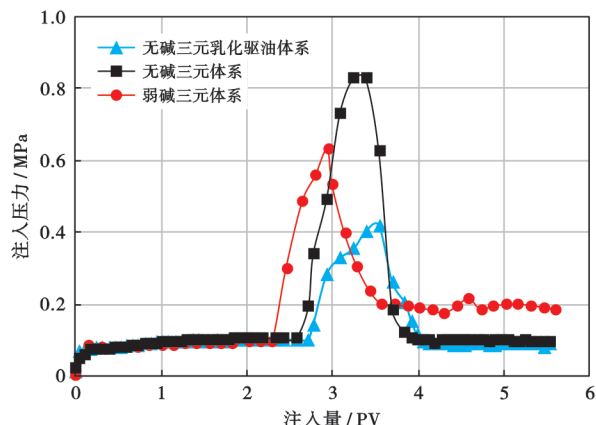


图12 不同三元复合体系驱替注入压力对比

Fig. 12 Comparison of injection pressure in core flooding for different three-component systems

为了研究 3 种体系在油、水两相流动时注入压力的差异原因,分析了不同体系在多孔介质中单相渗流特征,结果如表 8 所示。无碱三元乳化驱油体系、无碱三元体系和弱碱三元体系在相同的岩心孔隙结构中具有基本相同的阻力系数和残余阻力系数,说明 3 种体系具有基本相同的单相流动能力。因此,油、水两相流动压力差异排除了不同体系自身流动能力的差异性,主要是无碱三元乳化驱油体系在驱油过程中发挥了其具有较低的乳状液黏度和较好的油、水两相增溶能力的乳状液特性。综上所述,无碱三元乳化驱油体系在驱油过程中具有注入能力强的特点。

表8 不同三元复合体系渗流特性实验结果

Table 8 Flow characteristics experimental results of different three-component systems

体系	平行组数	有效渗透率/mD	阻力系数	残余阻力系数
无碱三元乳化驱油体系	5	371~395/383	26.5~27.7/27.0	6.8~7.5/7.3
无碱三元体系	5	353~382/366	28.4~29.5/28.9	6.0~7.1/6.4
弱碱三元体系	5	362~386/377	27.5~28.6/27.8	5.4~6.7/6.1

注:“/”后为平均值。

### 2.5.3 化学剂色谱分离不严重,在较大孔隙体积范围界面张力保持在 $10^{-3}$ mN/m 数量级

多数观点认为,虽然通过不同表面活性剂、助剂等的复配可以得到中相微乳液,室内研究驱油效果也很好,但却很难在矿场上取得很好的提高采收率效果,其主要原因归结为稀释、色谱分离导致在油层中体系各组分浓度的变化,各组分间的协同作用大大减弱,甚至消失<sup>[37-39]</sup>。为此研究体系在岩心驱替过程中化学剂采出浓度和界面张力变化。从无碱三元乳化驱油体系采出化学剂相对浓度与注入量关系(图 13)可以看出,采出端的化学剂各组分见剂范围均在 1.1~1.9 PV,见剂时间的一致性较好,在峰值浓度出现时间上,聚合物为 1.5 PV,表面活性剂为 1.6 PV,盐为 1.4 PV,浓度峰值分布仅相差 0.2 PV。弱碱三元体系驱替过程中采出化学剂相对浓度与注入量关系如图 14 所示,采出端化学剂各组分见剂阶段略有差异,其中聚合物见剂范围在 1.0~1.9 PV,表面活性剂在 1.3~1.9 PV,碱在 1.1~1.9 PV,见剂时间相差 0.3 PV。在峰值浓度出现时间上,聚合物为 1.6 PV,表面活性剂为 1.6 PV,



碱为 1.2 PV, 浓度峰值分布相差 0.4 PV。因此, 无碱三元乳化驱油体系的色谱分离低于弱碱三元体系。

在超低界面张力作用发挥方面, 无碱三元乳化驱油体系的采出液界面张力在 1.1 PV 开始逐渐下降(图 13), 1.4~1.5 PV 附近至最低值, 可达到  $10^{-3}$  mN/m 数量级。弱碱三元体系的采出液界面张力在 1.1 PV 开始逐渐下降, 1.4 PV 附近至最低值, 为  $10^{-2}$  mN/m 数量级。因此, 无碱三元乳化驱油体系在驱替过程中能够在岩心大部分孔隙体积范围内保持超低界面张力。

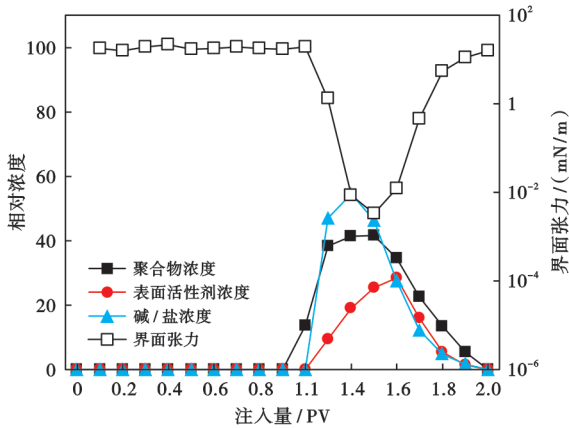


图 13 无碱三元乳化驱油体系采出化学剂相对浓度及界面张力与注入量关系  
Fig. 13 Relationship between concentration of produced chemicals and IFT vs. injection volume in alkali-free three-component emulsification flooding system

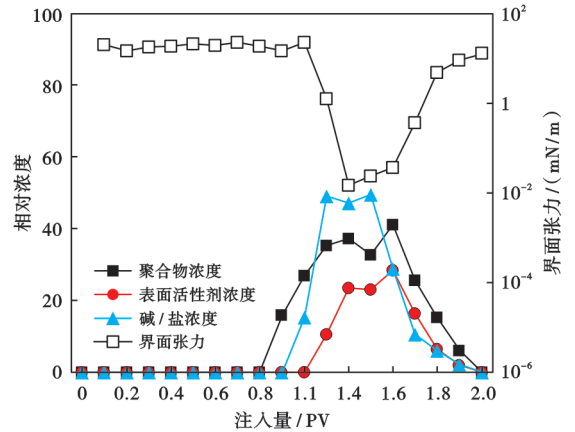


图 14 弱碱三元体系采出化学剂相对浓度及界面张力与注入量关系  
Fig. 14 Relationship between concentration and IFT of each produced chemicals vs. injection volume in core flooding for  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ -ASP system

2.5.4 采出液乳化特征明显, 乳化持续时间长

无碱三元乳化驱油体系在后续水驱阶段采出液中出现了持续时间较长的显著乳化现象(图 15), 在后续水驱 1.2 PV 时仍具有乳化现象, 且乳状液粒径较小, 持续发挥了乳化携带作用, 延长了低含水期。而弱碱三元体系的采出液乳化现象仅持续到 0.8 PV。因此, 无碱三元乳化驱油体系在驱替过程中具有乳化能力强且乳化稳定性好的特点。

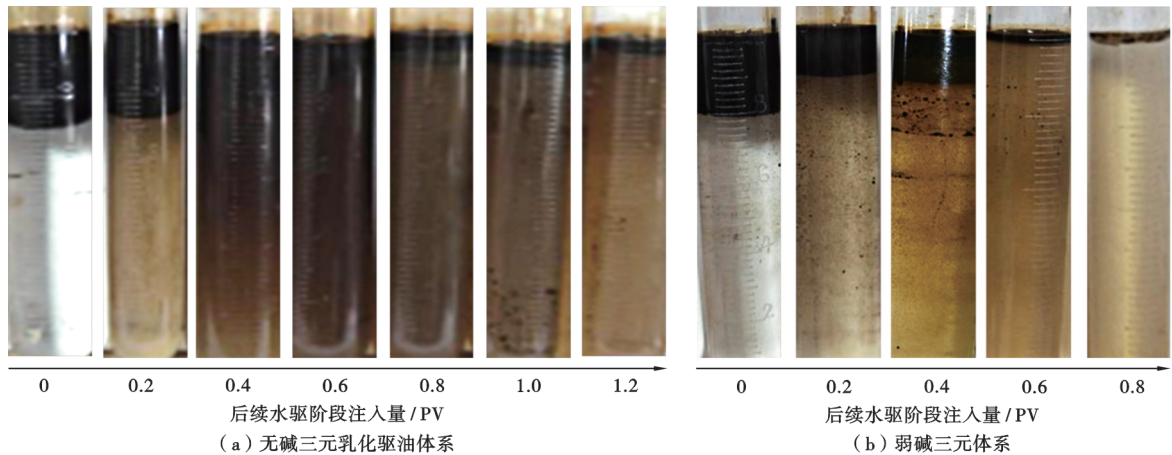


图 15 不同复合体系采出端乳化现象  
Fig. 15 Emulsification phenomenon of production terminal under different systems

2.6 无碱三元乳化驱油体系初步效益分析

综合考虑室内提高采收率幅度、化学驱段塞大小和化学剂价格等因素, 进行初步的效益分析(表 9)。测算时使用的化学剂价格为工业产品价格, 其中工业氯化钠的价格为工业碳酸钠价格的 25.5%, E 表面活性剂价格与石油磺酸盐价格一致。依据岩心驱替实验注入化学剂段

塞大小和采收率提高值, 测算了不同驱油体系吨油化学剂成本, 无碱三元乳化驱油体系为 138.0 元/t, 弱碱三元体系为 241.8 元/t, 无碱三元乳化驱油体系较弱碱三元体系下降了 42.9%。同时, 无碱三元乳化驱油体系还消除了碱导致注采系统结垢, 减小了生产管理难度, 也进一步降低了维修工作量和操作成本, 实现三元复合驱降本增效的目的。

表9 不同化学驱油体系初步效益分析结果

Table 9 Preliminary evaluation of chemical cost for different chemical flooding systems

体系类型	提高采收率/ %	主段塞		后续段塞		化学驱过程		测算化学驱化学剂成本/(元/t)
		段塞大小/ PV	注入液成本/ (元/m <sup>3</sup> )	段塞大小/ PV	注入液成本/ (元/m <sup>3</sup> )	段塞大小/ PV	注入液成本/ (元/m <sup>3</sup> )	
无碱三元乳化驱油体系	41.12	0.3	86.95	0.2	27.50	0.5	63.17	138.0
无碱三元体系	27.31	0.3	86.95	0.2	27.50	0.5	63.17	206.3
弱碱三元体系	29.87	0.3	116.41	0.2	27.50	0.5	80.85	241.8
聚合物	10.89	0.5	27.50			0.5	27.50	224.3

### 3 结 论

(1) 在研发的氯化钠代替碳酸钠形成无碱三元体系基础上,采用E表面活性剂与石油磺酸盐复配,提高体系乳化性能,形成了大庆油田无碱三元乳化驱油体系。

(2) 无碱三元乳化驱油体系在最佳石油磺酸盐与E表面活性剂复配比例(4:1)条件下,具有与弱碱三元体系基本一致的增黏性、黏度稳定性、界面活性和界面张力稳定性,表现出了更好的抗油砂吸附性能。同时,在低表面活性剂质量分数(0.3%)时能够与大庆油田原油形成Winsor III型中相微乳液,且乳化稳定性强。

(3) 无碱三元乳化驱油体系驱替过程中表现出了注入能力强、色谱分离弱、乳化能力强且乳化稳定性好、含水降幅大和提高采收率幅度大的特点。可以比水驱提高采收率41.12%,较弱碱三元体系增加提高采收率11.25%。

(4) 综合考虑岩心驱替实验提高采收率幅度、化学驱段塞大小和化学剂价格等因素,进行的初步效益分析表明,无碱三元乳化驱油体系吨油化学剂成本较弱碱三元体系下降42.9%。同时,无碱三元乳化驱油体系消除了碱导致注采系统结垢的影响,减小了生产管理难度,降低了维修工作量和操作成本,实现三元复合驱进一步降本增效。

#### 参 考 文 献

- [1] 廖广志,王强,王红庄,等.化学驱开发现状与前景展望[J].石油学报,2017,38(2):196-207.  
LIAO Guangzhi, WANG Qiang, WANG Hongzhuang, et al. Chemical flooding development status and prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 196-207.
- [2] 王德民.技术创新大幅度增加大庆油田可采储量确保油田长期高产[J].大庆石油地质与开发,2019,38(5):8-17.  
WANG Demin. Technical innovation greatly increase the recoverable reserve and ensure long-term high production of Daqing oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 8-17.
- [3] 孙龙德,伍晓林,周万富,等.大庆油田化学驱提高采收率技术[J].石油勘探与开发,2018,45(4):636-645.  
SUN Longde, WU Xiaolin, ZHOU Wanfu, et al. Technologies of

enhancing oil recovery by chemical flooding in Daqing oilfield, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 636-645.

- [4] 孙龙德,江同文,王凤兰,等.关于油田寿命的思考[J].石油学报,2021,42(1):56-63.  
SUN Longde, JIANG Tongwen, WANG Fenglan, et al. Thoughts on the development life of oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(1): 56-63.
- [5] 程杰成,吴军政,胡俊卿.三元复合驱提高原油采收率关键理论与技术[J].石油学报,2014,35(2):310-318.  
CHENG Jiecheng, WU Junzheng, HU Junqing. Key theories and technologies for enhanced oil recovery of alkaline/surfactant/polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(2): 310-318.
- [6] 袁士义,王强.中国油田开发主体技术新进展与展望[J].石油勘探与开发,2018,45(4):657-668.  
YUAN Shiyi, WANG Qiang. New progress and prospect of oilfields development technologies in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 657-668.
- [7] 程杰成,王庆国,王俊,等.强碱三元复合驱钙、硅垢沉积模型及结垢预测[J].石油学报,2016,37(5):653-659.  
CHENG Jiecheng, WANG Qingguo, WANG Jun, et al. Ca/Si scale sedimentary model in the strong-base ASP flooding block and scaling prediction[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(5): 653-659.
- [8] 张庆生,李晓慧.三元复合驱投入产出要点研究与效益展望[J].油气田地面工程,2015,34(9):14-16.  
ZHANG Qingsheng, LI Xiaohui. Research on key input and output points of ASP flooding and benefit outlook[J]. Oil and Gas Field Surface Engineering, 2015, 34(9): 14-16.
- [9] GBADAMOSI A O, JUNIN R, MANAN M A, et al. An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects[J]. International Nano Letters, 2019, 9(3): 171-202.
- [10] 程杰成. “十五”期间大庆油田三次采油技术的进步与下步攻关方向[J].大庆石油地质与开发,2006,25(1):18-22.  
CHENG Jiecheng. EOR technology improvement and its further development for Daqing oil field during “10th 5-year-project”[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(1): 18-22.
- [11] 朱友益,侯庆锋,简国庆,等.化学复合驱技术研究与应用现状及发展趋势[J].石油勘探与开发,2013,40(1):90-96.  
ZHU Youyi, HOU Qingfeng, JIAN Guoqing, et al. Current development and application of chemical combination flooding technique[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 90-96.
- [12] OLAJIRE A A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges[J]. Energy, 2014, 77: 963-982.
- [13] 李世军,杨振宇,宋考平,等.三元复合驱中乳化作用对提高采收

- 率的影响[J]. 石油学报, 2003, 24(5): 71-73.
- LI Shijun, YANG Zhenyu, SONG Kaoping, et al. Effect of crude oil emulsion on enhanced oil recovery in alkaline surfactant polymer flooding[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2003, 24(5): 71-73.
- [14] 苏禹, 李根, 陈宇豪, 等. 乳化程度对复合体系提高采收率的影响[J]. 石油化工, 2022, 51(1): 62-68.
- SU Yu, LI Gen, CHEN Yuhao, et al. Effect of emulsification degree on enhanced oil recovery of oil flooding systems[J]. *Petrochemical Technology*, 2022, 51(1): 62-68.
- [15] 王克亮, 张博文, 李根. 聚合物对二元复合体系乳化能力的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1): 110-115.
- WANG Keliang, ZHANG Bowen, LI Gen. Influences of the polymer on the emulsifying ability of the binary compound system[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(1): 110-115.
- [16] 蒲万芬, 唐艳丽, 赵田红. 驱油用表面活性剂的乳化性能研究[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(4): 41-45.
- PU Wanfen, TANG Yanli, ZHAO Tianhong. Research on emulsification property of surfactant for oil displacement[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2017, 7(4): 41-45.
- [17] WANG Keliang, LI Gen, ZHANG Bowen. Opposite results of emulsion stability evaluated by the TSI and the phase separation proportion[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2018, 558: 402-409.
- [18] 王贵江, 张杰, 苑光宇, 等. 中高矿化度聚表剂乳化性能及稳定乳状液驱油机理[J]. 特种油气藏, 2019, 26(4): 142-147.
- WANG Guijiang, ZHANG Jie, YUAN Guangyu, et al. Emulsifying performance of medium-high salinity polymer surfactant and displacement mechanism of true emulsion[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(4): 142-147.
- [19] 康万利, 刘述忍, 孟令伟, 等. 自发乳化微观驱油机理研究[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(3): 99-102.
- KANG Wanli, LIU Shuren, MENG Lingwei, et al. Microscopic mechanism of spontaneous emulsification displacement[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2009, 31(3): 99-102.
- [20] 秦慧, 叶汝强, 牟伯中. 原油中的乳化活性组分及含碱体系驱油机理[J]. 油田化学, 2013, 30(3): 464-470.
- QIN Hui, YE Ruqiang, MU Bozhong. Interface-active components in crude oil and the mechanisms of alkaline flooding[J]. *Oilfield Chemistry*, 2013, 30(3): 464-470.
- [21] 鲍博, 史嘉威, 冯嘉, 等. 基于微流控技术的表面活性剂强化驱油研究进展[J]. 石油学报, 2022, 43(3): 432-442.
- BAO Bo, SHI Jiawei, FENG Jia, et al. Research progress of surfactant enhanced oil recovery based on microfluidics technology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(3): 432-442.
- [22] WINSOR P A. Solvent properties of amphiphilic compounds[M]. London: Butterworths Scientific Publications, 1954.
- [23] LIN Meiqin, XU Xueqin, LV Jing, et al. Interfacial properties of Daqing crude oil-alkaline system[J]. *Petroleum Science*, 2011, 8(1): 93-98.
- [24] WENG Zhan, ZHANG Pengyuan, CHU Guangwen, et al. Performance of alkali-free natural petroleum sulfonates; ultra-low interfacial tension on oil/water interface[J]. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2015, 93(8): 1410-1415.
- [25] CHEN Zhao, HAN Xu, KURNIA I, et al. Adoption of phase behavior tests and negative salinity gradient concept to optimize Daqing oilfield alkaline-surfactant-polymer flooding [J]. *Fuel*, 2018, 232: 71-80.
- [26] MASSARWEH O, ABUSHAIKHA A S. The use of surfactants in enhanced oil recovery: a review of recent advances[J]. *Energy Reports*, 2020, 6: 3150-3178.
- [27] LASHARI N, GANAT T. Emerging applications of nanomaterials in chemical enhanced oil recovery: progress and perspective[J]. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2020, 28(8): 1995-2009.
- [28] KESARWANI H, SAXENA A, MANDAL A, et al. Anionic/nonionic surfactant mixture for enhanced oil recovery through the investigation of adsorption, interfacial, rheological, and rock wetting characteristics[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(4): 3065-3078.
- [29] LIAN Peng, JIA Han, WEI Xin, et al. Effects of zwitterionic surfactant adsorption on the component distribution in the crude oil droplet: a molecular simulation study[J]. *Fuel*, 2021, 283: 119252.
- [30] 殷代印, 杨孔航, 黄凯. Winsor 相图法研究盐和醇对十二烷基甜菜碱体系驱油性能的影响[J]. 油田化学, 2018, 35(1): 119-124.
- YIN Daiyin, YANG Konghang, HUANG Kai. Effect of salt and alcohol on the displacement performance of dodecyl dimethyl betaine microemulsion system using Winsor phase diagram method [J]. *Oilfield Chemistry*, 2018, 35(1): 119-124.
- [31] CHEN Ji, HU Xueyi, FANG Yun, et al. What dominates the interfacial properties of extended surfactants: amphiphaticity or surfactant shape? [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2019, 547: 190-198.
- [32] WITTHAYAPANYANON A, ACOSTA E J, HARWELL J H, et al. Formulation of ultralow interfacial tension systems using extended surfactants[J]. *Journal of Surfactants and Detergents*, 2006, 9(4): 331-339.
- [33] KUMAR N, VERMA A, MANDAL A. Formation, characteristics and oil industry applications of nanoemulsions; a review[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 206: 109042.
- [34] 王军. 乳化与微乳化技术[M]. 北京: 化学工业出版社, 2012: 33-34.
- WANG Jun. Emulsion and microemulsion technology[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2012: 33-34.
- [35] 罗静卿, 赵新华, 周固. CTAB/正丁醇-正辛烷-水和盐水的拟三元体系相图及微乳液微观结构的电导研究[J]. 高等学校化学学报, 2004, 25(6): 1085-1089.
- LUO Jingqing, ZHAO Xinhua, ZHOU Gu. Studies on the pseudo-ternary-component phase diagrams of CTAB/n-Butanol-n-octane-water or brine systems and electrical conduction of its microemulsion microstructure [J]. *Chemical Research in Chinese Universities*, 2004, 25(6): 1085-1089.
- [36] LYKLEMA J. Fundamentals of interface and colloid science: soft colloids[M]. Amsterdam: Elsevier, 2005.
- [37] ZHU Youyi, HOU Qingfeng, YUAN Hong, et al. Synthesis and properties of petroleum sulfonates for weak alkali ASP/alkali-free SP combination flooding[R]. SPE 133419, 2010.
- [38] TROGUS F J, SCHECHTER R S, POPE G A, et al. Adsorption of mixed surfactant systems[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1979, 31(6): 769-778.
- [39] 王红艳, 叶仲斌, 张继超, 等. 复合化学驱油体系吸附滞留与色谱分离研究[J]. 西南石油学院学报, 2006, 28(2): 64-66.
- WANG Hongyan, YE Zhongbin, ZHANG Jichao, et al. Study of adsorption and chromatographic separation of flooding system of Shengli petroleum sulfonate[J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2006, 28(2): 64-66.