

文章编号:1009-9603(2020)01-0069-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.010

# CO<sub>2</sub>泡沫体系性能评价及驱油实验研究

王曦

(中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院,山东 东营 257015)

**摘要:**随着CO<sub>2</sub>捕集技术的成熟,可利用CO<sub>2</sub>回注地层达到提高原油采收率的目的。应用分子模拟设计思想,筛选能与CO<sub>2</sub>形成稳定泡沫的表面活性剂,并对泡沫体系的静态物性和封堵能力进行评价,对比不同注入方式对驱油效率的影响。复配的阴非型表面活性剂体系S6-1作为起泡剂,其起泡体积为213 mL,半衰期为1 112 s,均优于其他表面活性剂。CO<sub>2</sub>泡沫体系具有耐温抗盐、吸附损耗小、封堵性能优的特点。合理气液比为1:1、起泡剂溶液质量分数为0.5%时,CO<sub>2</sub>泡沫体系阻力因子较稳定。CO<sub>2</sub>泡沫体系与水交替注入提高原油采收率最大,最终采收率达到60%。CO<sub>2</sub>泡沫体系具有良好的封堵性能,后续水驱仍具有良好的残余阻力。

**关键词:**CO<sub>2</sub>;起泡剂;泡沫体系;性能评价;驱油实验

中图分类号:TE357.46<sup>+</sup>9

文献标识码:A

## Performance evaluation and oil displacement experiment study of CO<sub>2</sub> foam system

WANG Xi

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,  
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

**Abstract:** With the development of CO<sub>2</sub> capture technology, CO<sub>2</sub> reinjection to the formation may improve oil recovery. Surfactants that could form stable foam with CO<sub>2</sub> are selected, and static physical properties and plugging ability of the foam system are evaluated. The influence of various injection methods on the displacement efficiency is analyzed. Compound anionic-nonionic surfactant system (S6-1) is designed as foaming agent with foaming volume of 213 mL and half-life period of 1 112 s, which is better than other surfactants. The CO<sub>2</sub> foam system has the characteristics of temperature resistance, salt resistance, low adsorption loss and excellent plugging performance. When the rational gas-liquid ratio is 1:1 and mass fraction of the foaming agent is 0.5%, resistance factor of the CO<sub>2</sub> foam system is stable. Enhanced oil recovery (EOR) is the highest when alternate injection of CO<sub>2</sub> foam system and water, and the ultimate recovery reaches to 60%. The CO<sub>2</sub> foam system shows good plugging performance and good residual resistance in subsequent water flooding.

**Key words:** CO<sub>2</sub>; foaming agent; foam system; performance evaluation; oil displacement experiment

中外研究成果表明,CO<sub>2</sub>驱可通过降低原油黏度和油水界面张力、与原油形成混相或近混相而成为提高原油采收率的主要技术之一,但由于地层存在非均质性、CO<sub>2</sub>流度比原油和水高,会出现CO<sub>2</sub>气窜和黏性指进现象,影响CO<sub>2</sub>驱提高采收率的效果。前人根据不同油藏类型、不同地层水矿化度以及不同地层渗透率,研究了不同相态CO<sub>2</sub>与多种表面活性剂之间的构效关系,对CO<sub>2</sub>泡沫体系在多孔介质

中的运移规律以及微观机理进行了研究<sup>[1-5]</sup>。CO<sub>2</sub>泡沫体系能有效控制气体流度并能改善气驱在非均质油藏中的气窜和黏性指进现象,在多孔介质中大部分气体被圈闭在孔隙中,形成较低的水相渗透率,改善水和气的流度比,进而提高CO<sub>2</sub>泡沫的波及效率。笔者应用分子模拟设计思想,筛选出能与CO<sub>2</sub>形成稳定泡沫的表面活性剂体系S6-1,利用室内FOAMSCAN泡沫扫描仪对泡沫体系性能进行评

收稿日期:2019-04-12。

作者简介:王曦(1987—),男,河北宁晋人,工程师,硕士,从事油田开发工作。E-mail:wangxi996.slyt@sinopec.com。

价,模拟油藏条件进行CO<sub>2</sub>泡沫体系驱油实验,以期  
为大规模矿场注入奠定基础。

### 1 实验试剂与器材

#### 1.1 实验试剂

实验药品主要包括:十二烷基硫酸钠(SDS),纯  
度≥99%,Sigma;十二烷基苯磺酸钠(SDBS,C.R),纯  
度≥99%,中国医药上海化学试剂公司;烷基聚氧乙  
烯醚硫酸钠(AES),纯度>70%,中国医药上海化学  
试剂公司;磺基甜菜碱(DSB),纯度>99%,金陵石化  
合成提纯;椰油酸二乙醇酰胺(6501),纯度>90%,四  
川花语精细化工;单硬脂酸甘油酯(GMS),纯度>  
99%,中国医药上海化学试剂公司;PEG-100,纯度>  
99%,中国医药上海化学试剂公司;氯化钠、氯化镁、  
氯化钙和碳酸氢钠,均为分析纯。油相:甲苯,分析  
纯,天津市广成化学试剂有限公司;正辛烷、癸烷、  
十二烷,分析纯,纯度≥99%,天津市科密欧化学试剂  
开发公司。

#### 1.2 实验器材

实验器材主要包括:Ross—miles 泡沫测试仪  
(50℃,常压)、恒温水浴(50℃,常压)、万分之一电  
子天平、物理模拟驱油流程(80℃,工作压力为24  
MPa)、泡沫发生器(自行研制,常温,工作压力为10  
MPa)、注入泵(常温,工作压力为70 MPa)和不同目  
数的石英砂。

### 2 起泡剂筛选

目前常用的起泡剂为表面活性剂,通过分子模  
拟的方式,从众多表面活性剂中筛选出适合油藏要  
求的磺基甜菜碱型低张力起泡剂,但是单一的表面

活性剂很难达到各项指标的要求,通常通过复配的  
方式使其达到最优的效果<sup>[6-8]</sup>。复配不同质量比  
的SDBS与6501两种表面活性剂制成S6-1,S6-2和  
S6-3 3种起泡剂,对比50℃下CO<sub>2</sub>起泡体积随时间  
的变化。实验结果(图1)表明,S6-1具有起泡体积  
好、稳定性优的特点。

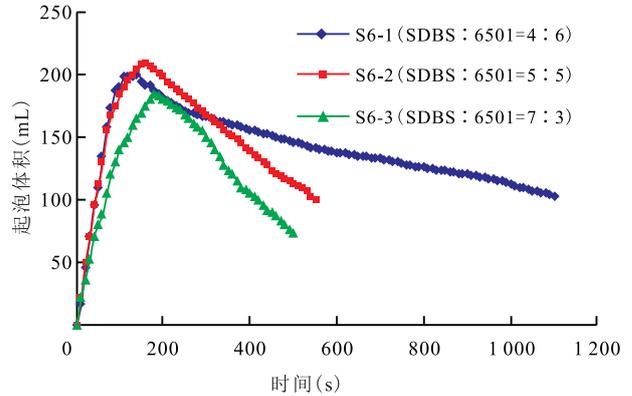


图1 SDBS与6501不同质量比复配后起泡体积  
Fig.1 Bubble volume after compounding of SDBS  
and 6501 with different mass ratios

表面活性剂分子结构是影响泡沫稳定的内在  
根本因素,不同的表面活性剂由于分子结构不同,  
其在液膜中的排列以及与水的相互作用不同,从而  
影响液膜的厚度、弹性以及溶液的黏度,导致泡沫携  
液、排液的过程不同,使得泡沫表现出不同的稳定  
性<sup>[9-10]</sup>。将S6-1以及二十几种不同类型的表面活性  
剂进行了50℃下CO<sub>2</sub>起泡性能对比,结果(图2)表  
明,S6-1的起泡体积为213 mL,半衰期为1 112 s,均  
优于其他表面活性剂,所以选择S6-1作为起泡剂。

### 3 CO<sub>2</sub>泡沫体系静态物性评价

CO<sub>2</sub>泡沫体系静态物性评价包括抗盐和抗钙镁  
能力评价、耐温抗老化能力评价和吸附性能评价<sup>3</sup>

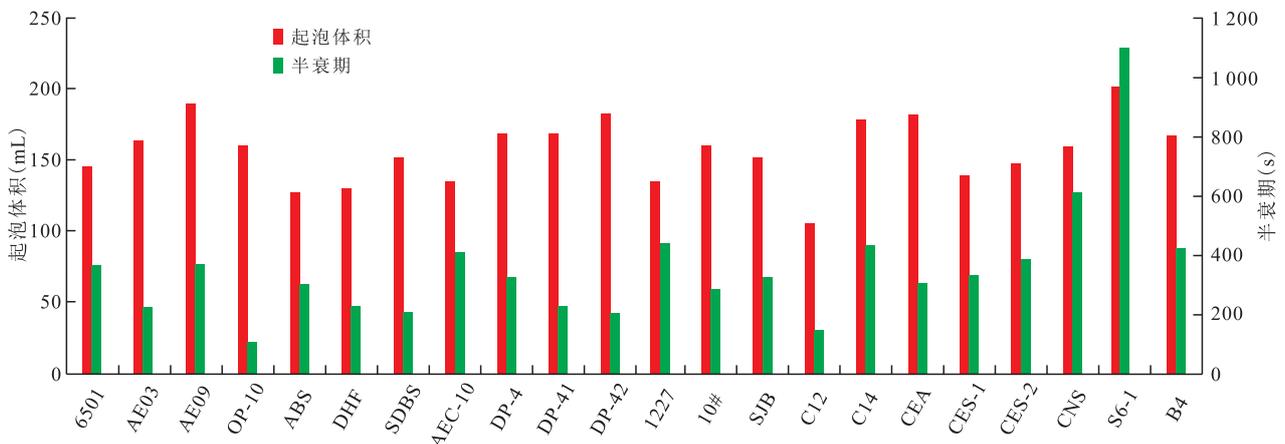


图2 不同表面活性剂起泡体积和半衰期

Fig.2 Bubble volume and half-life period of different surfactants

部分。

### 3.1 抗盐和抗钙镁能力评价

不同起泡剂与矿化度及钙镁离子的配伍性不同,一些阴离子表面活性剂易受无机电解质的影响,适量无机电解质可延长泡沫半衰期,但钙镁离子过多将严重影响起泡能力及稳定性。分别配制了矿化度为 10 000, 20 000, 30 000 mg/L, 钙镁离子质量浓度均为 500 mg/L, 起泡剂质量分数为 0.5% 的泡沫体系, 使用泡沫扫描仪对泡沫体系的性能进行测试。从图 3 可以看出, 随着矿化度的增加, 起泡体积没有明显变化, 但对半衰期有一定影响, 在矿化度为 30 000 mg/L 时, 泡沫稳定性变差<sup>[11-12]</sup>, 因此矿化度为 20 000 mg/L 时对 CO<sub>2</sub> 泡沫体系起泡能力与半衰期影响较小。

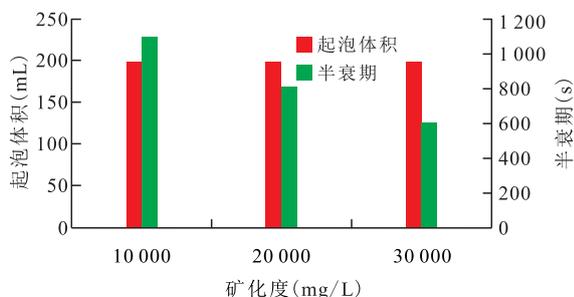


图3 泡沫体系抗盐能力评价结果

Fig.3 Evaluation results of salt resistance of foam system

### 3.2 耐温抗老化能力评价

泡沫体系注入地层后,要长时间经受地层的温度、压力等条件的考验,所以其耐温抗老化能力将直接影响驱油效果。用模拟水配制起泡剂溶液质量分数为 0.5% 的泡沫体系 100 mL, 密闭放置于 85 °C 恒温箱中, 48 h 取出, 测试其起泡体积和半衰期。从图 4 可以看出, 耐温前后起泡体积和半衰期都有所下降, 但下降幅度不大, 维持在较高水平, 耐温后泡沫体系没有沉淀、浑浊现象发生, 热稳定性好。耐温前后起泡体积和半衰期降低的原因是: 温度升高后包围气体的泡沫液膜蒸发加剧, 加速了液膜破裂过程, 还会使液膜表面黏度和弹性降低, 液膜强度下降, 排液速率加快, 最终导致所产生 CO<sub>2</sub> 泡

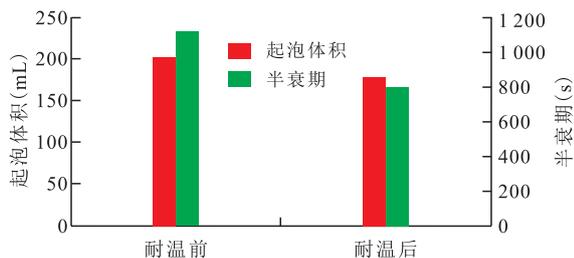


图4 泡沫体系耐温能力评价结果

Fig.4 Evaluation results of temperature resistance of foam system

沫的性能下降<sup>[13-14]</sup>。

### 3.3 吸附性能评价

当气相或液相中的分子(或原子、离子)碰撞到固体表面时,由于它们之间的相互作用,使一些分子(或原子、离子)停留在固体表面上,造成 CO<sub>2</sub> 泡沫体系驱油效率下降,所以应当尽量降低对泡沫体系的吸附。用模拟地层水配制起泡剂溶液质量分数分别为 0.2%, 0.3%, 0.4%, 0.5%, 0.6% 和 0.8% 的泡沫体系, 各取 120 g 置于试剂瓶中, 加入 80 g 天然河道沙(经过清洗、烘干、过筛, 粒径为 70 目), 密闭; 将密闭的试剂瓶固定于 80 °C 的恒温振荡水浴中, 恒温振荡 24 h, 分别测试起泡体积和半衰期。从实验结果(图 5)可以看出, 吸附前后泡沫体系的起泡体积和半衰期均有不同程度的下降, 起泡剂溶液质量分数较低时下降的幅度更大, 当质量分数大于 0.5% 后, 吸附损耗对溶液的性能几乎没有太大影响。在现场应用时, 为消除地层对 CO<sub>2</sub> 泡沫体系吸附损耗的影响, 适当加大起泡剂溶液的质量分数能起到更好的效果<sup>[15]</sup>。

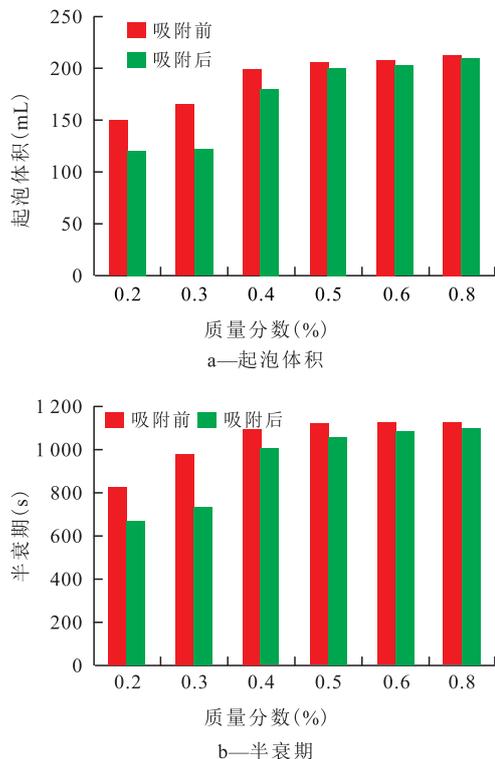


图5 吸附前后泡沫体系的起泡体积和半衰期

Fig.5 Bubble volume and half-life period of foam system before and after adsorption

## 4 CO<sub>2</sub>泡沫体系封堵能力

评价泡沫体系封堵能力的关键指标是阻力因子, 而阻力因子与注入气液比、起泡剂溶液质量分

数有关<sup>[16]</sup>。

### 4.1 注入气液比

由于地层是非均质的,所以物理模拟实验设计了高渗透和低渗透模型:模型尺寸为  $\Phi 2.5\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ ,填充石英砂,实验温度为  $80\text{ }^\circ\text{C}$ ,高、低渗透模型渗透率分别为  $2\ 870$  和  $20.59\text{ mD}$ ,注入速度为  $0.5\text{ mL/min}$ ,注入水为黄河水,起泡剂溶液质量分数为  $0.5\%$ ,回压为  $8.5\text{ MPa}$ 。首先测定水驱模型进出口两端压差作为基础压差,然后以气液比分别为  $1:1$ ,  $2:1$ ,  $4:1$  和  $9:1$  注入泡沫体系,测定模型进出口两端压差,阻力因子为两者之比(表1)。

表1 高、低渗透模型注入量与气液比  
Table1 Injection volume and gas-liquid ratio of high-permeability model and low-permeability model

低 渗 透 模 型		高 渗 透 模 型	
注入量(PV)	气液比	注入量(PV)	气液比
0~10.5	1:1	0~5.55	1:2
10.5~16.5	2:1	5.55~8.55	1:1
16.5~18.9	4:1	8.55~12.90	2:1
18.9~20.0	9:1	12.90~14.22	4:1
20.0~26.0	后续水驱	14.22~19.80	9:1

从实验结果(图6)可以看出,随着气液比的增大,低渗透模型阻力因子增大,当气液比超过  $4:1$  时,阻力因子下降,这是随着气液比的增大,泡沫体

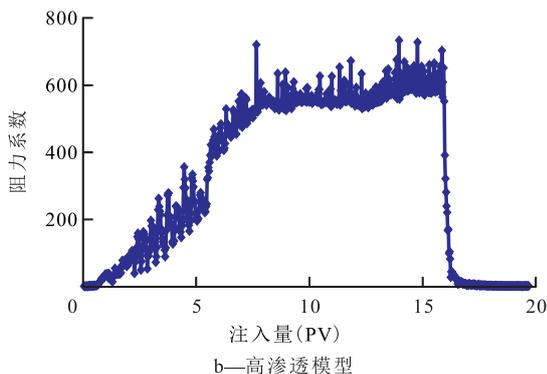
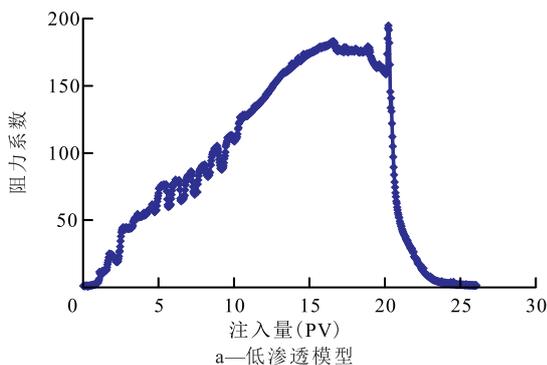


图6 高、低渗透模型阻力因子曲线

Fig.6 Resistance-factor curves of high-permeability model and low-permeability model

系的稳定性下降造成的,体系很难建立起较大的压差,气液比为  $1:1$  或  $2:1$  时效果较好;高渗透模型阻力因子没有明显的增大,气液比增加到  $1:1$  之后,阻力因子呈现出稳定的趋势,再增加气量并不能使阻力因子再增加,所以综合考虑合理气液比为  $1:1$ 。

### 4.2 起泡剂溶液质量分数

注入气液比为  $1:1$ ,起泡剂溶液质量分数分别为  $0.1\%$ ,  $0.3\%$ ,  $0.4\%$  和  $0.5\%$  时利用高渗透模型测试阻力因子。实验结果(图7)表明,当质量分数为  $0.4\%$  和  $0.5\%$  时泡沫体系阻力因子比较稳定,质量分数为  $0.3\%$  时阻力因子明显变小,质量分数为  $0.1\%$  时阻力因子很小,考虑吸附实验结果,确定注入起泡剂溶液质量分数为  $0.5\%$ 。

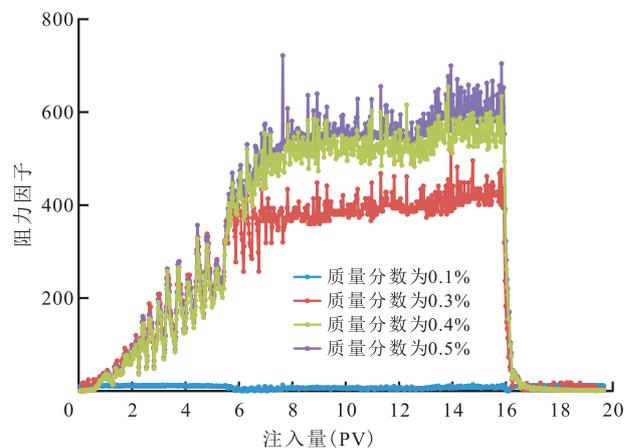


图7 不同起泡剂溶液质量分数时泡沫体系的阻力因子

Fig.7 Resistance factors of foam system with different mass fractions

## 5 CO<sub>2</sub>泡沫体系驱油效率

### 5.1 不同注入方式筛选

不同的注入方式对驱油效率影响较大<sup>[17-18]</sup>。设计模型为人工充填石英砂,渗透率为  $500\text{ mD}$ ;实验原油为胜二区脱水原油;注入水为过滤黄河水;起泡剂溶液质量分数为  $0.5\%$ ;驱替速度为  $0.5\text{ mL/min}$ ;气液比为  $1:1$ ;注入方式包括气液混合连续注入和气液混合与水交替注入。由不同注入方式的采收率对比(图8)看出,连续注入方式采收率稳步提高,但最终采收率较小,而交替注入最终采收率达到  $60\%$ ,高于连续注入方式。

### 5.2 长岩心驱油实验

利用高89块高89-10井的井口原油和高89-6井套管气复配模拟地下原油,模拟地下实验温度为  $126\text{ }^\circ\text{C}$ ,模拟地层压力为  $29\text{ MPa}$ 。长岩心参数包括:长度为  $95.9\text{ cm}$ ,直径为  $2.5\text{ cm}$ ,有效孔隙体积为

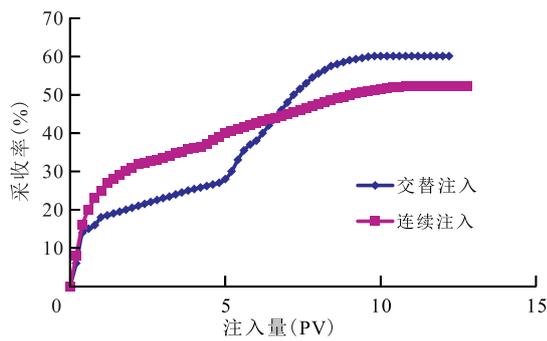


图8 不同注入方式采收率对比

Fig.8 Recoveries of different injection methods

81.04 cm<sup>3</sup>,孔隙度为16.955%,气测渗透率为5.11 mD,水测渗透率为3.0 mD。从实验结果(图9)可以看出:长岩心混相驱采收率为82.74%,进行CO<sub>2</sub>泡沫驱后采收率达到91.0%,提高了8.53%,证明CO<sub>2</sub>驱后再进行CO<sub>2</sub>泡沫驱仍然可以较大幅度提高采收率;CO<sub>2</sub>泡沫驱后压差上升到10 MPa左右,体现泡沫体系具有良好的封堵性能,后续水驱仍具有良好的残余阻力。

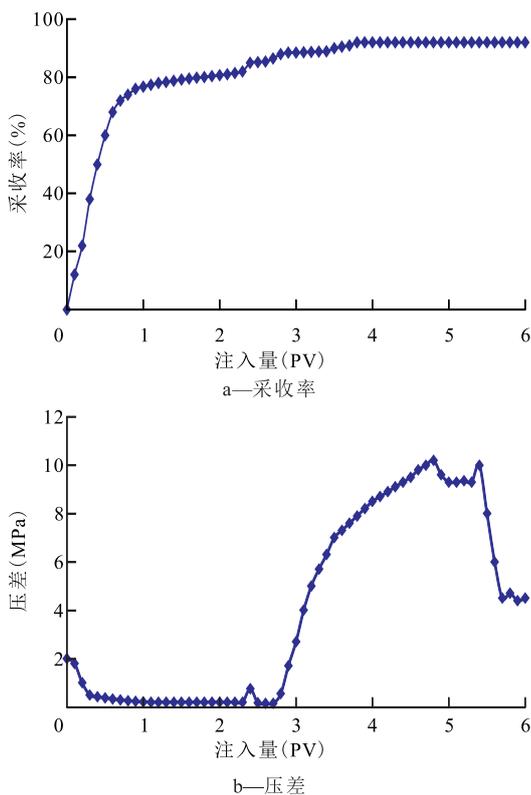


图9 长岩心驱油采收率和压差变化曲线

Fig.9 Oil recovery and differential pressure curves of long core flooding

## 6 结论

成功设计了阴非型表面活性剂S6-1作为CO<sub>2</sub>泡沫体系的起泡剂。CO<sub>2</sub>泡沫体系具有耐矿化度

20 000 mg/L、耐温80 ℃、起泡剂溶液质量分数大于0.5%时吸附损耗小的优良特点。最佳注入气液比为1:1,矿场最佳注入方式为CO<sub>2</sub>泡沫体系与水交替注入,最终采收率可达到60%。CO<sub>2</sub>泡沫体系具有良好的封堵性能,后续水驱仍具有良好的残余阻力。

## 参考文献

- [1] 章杨,张亮,陈百炼,等.高温高压CO<sub>2</sub>泡沫性能评价及试验方法研究[J].高校化学工程学报,2014,28(3):535-541.  
ZHANG Yang, ZHANG Liang, CHEN Bailian, et al. Evaluation and experimental study on CO<sub>2</sub> foam at high pressure and temperature [J]. Journal of Chemical Engineering of Chinese Universities, 2014, 28(3): 535-541.
- [2] 马涛,王友启,齐义彬.烷基糖苷对CO<sub>2</sub>驱泡沫的影响研究[J].日用化学工业,2017,47(12):685-688.  
MA Tao, WANG Youqi, QI Yibin. Effect of alkyl polyglycoside on foaming performance of CO<sub>2</sub> foam oil-displacing agent [J]. China Surfactant Detergent & Cosmetics, 2017, 47(12): 685-688.
- [3] 于春涛.CO<sub>2</sub>泡沫驱体系筛选与评价[J].油田化学,2014,31(3):377-379.  
YU Chuntao. Screening test and evaluation on CO<sub>2</sub> foam flooding system [J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(3): 377-379.
- [4] 裴辉,张赞武.不同相态CO<sub>2</sub>形成的泡沫体系性能研究[J].石油天然气学报,2014,36(2):143-145.  
PEI Hui, ZHANG Zanwu. Performance of foam system composed of different phases of CO<sub>2</sub> [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(2): 143-145.
- [5] 魏开鹏,卢瑜林,刘学全,等.红河油田长8油藏CO<sub>2</sub>泡沫剂配方的研究[J].油气藏评价与开发,2013,3(4):41-44,61.  
WEI Kaipeng, LU Yulin, LIU Xuequan, et al. Research on CO<sub>2</sub> foam formula of Chang-8 reservoir in Honghe oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2013, 3(4): 41-44, 61.
- [6] 王鹏,李兆敏,李杨,等.SiO<sub>2</sub>/SDS复合体系CO<sub>2</sub>泡沫驱油性能实验研究[J].西安石油大学学报:自然科学版,2016,31(6):72-79.  
WANG Peng, LI Zhaomin, LI Yang, et al. Experimental study on oil displacing ability of CO<sub>2</sub> foam stabilized by SiO<sub>2</sub>/SDS composite system [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2016, 31(6): 72-79.
- [7] 王维波,洪玲,田宗武,等.CO<sub>2</sub>泡沫体系性能改善方法的研究进展[J].油田化学,2017,34(4):749-755.  
WANG Weibo, HONG Ling, TIAN Zongwu, et al. Research progress on performance improvement method of CO<sub>2</sub> foam system [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(4): 749-755.
- [8] 刘丽,万雪,杨坤,等.低渗透储层CO<sub>2</sub>泡沫体系的筛选与性能评价[J].石油化工高等学校学报,2016,29(4):62-65,71.  
LIU Li, WAN Xue, YANG Kun, et al. The CO<sub>2</sub> foam system selection and performance evaluation of low permeability reservoirs [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2016, 29(4): 62-65, 71.
- [9] 刘祖鹏,李宾飞,赵方剑.低渗透油藏CO<sub>2</sub>泡沫驱室内评价及数

- 值模拟研究[J].石油与天然气化工,2015,44(1):70-74.
- LIU Zupeng, LI Binfei, ZHAO Fangjian. Indoor evaluation and numerical simulation research of CO<sub>2</sub> foam flooding in low permeability reservoirs[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2015, 44(1): 70-74.
- [10] 宋鹤, 章杨, 陈百炼, 等. 高温高矿化度CO<sub>2</sub>泡沫性能实验研究[J]. 油田化学, 2013, 30(3): 380-383, 388.
- SONG He, ZHANG Yang, CHEN Bailian, et al. Experimental study on performance of CO<sub>2</sub> foam at high temperature and high salinity conditions[J]. Oilfield Chemistry, 2013, 30(3): 380-383, 388.
- [11] 杨昌华. 温度压力对CO<sub>2</sub>泡沫相态和性能影响研究[J]. 精细石油化工进展, 2018, 19(2): 26-28.
- YANG Changhua. Research on effects of temperature on CO<sub>2</sub> foam phase and properties[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2018, 19(2): 26-28.
- [12] 张营华. 耐温抗盐CO<sub>2</sub>泡沫剂室内实验研究[J]. 精细石油化工进展, 2017, 18(1): 28-30, 33.
- ZHANG Yinghua. Laboratory experimental study on heat resistant and salt tolerant CO<sub>2</sub> foamer[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2017, 18(1): 28-30, 33.
- [13] 杨昌华, 王庆, 董俊艳, 等. 高温高盐油藏CO<sub>2</sub>驱泡沫封窜体系研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(5): 95-97, 101.
- YANG Changhua, WANG Qing, DONG Junyan, et al. Research and application on foam plugged channeling system in high-temperature and high-salt reservoirs CO<sub>2</sub> flooding[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(5): 95-97, 101.
- [14] 周迅, 吴发英, 吴莎, 等. CO<sub>2</sub>泡沫封堵能力评价实验研究[J]. 内蒙古石油化工, 2014, (17): 152-154.
- ZHOU Xun, WU Faying, WU Sha, et al. Experimental study on plugging ability of CO<sub>2</sub> foam[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2014, (17): 152-154.
- [15] 王健, 吴松芸, 余恒, 等. CO<sub>2</sub>泡沫改善吸水剖面实验评价研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(4): 22-25.
- WANG Jian, WU Songyun, YU Heng, et al. Effect of CO<sub>2</sub> foam on water absorption profile improvement [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(4): 22-25.
- [16] 刘祖鹏, 李兆敏. CO<sub>2</sub>驱油泡沫防气窜技术实验研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2015, 37(5): 117-122.
- LIU Zupeng, LI Zhaomin. An experimental study on anti-channeling technology with foam in CO<sub>2</sub> flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2015, 37(5): 117-122.
- [17] 赵金省, 谭俊领, 古正富, 等. 非均质储层CO<sub>2</sub>泡沫调驱注入参数优化实验研究[J]. 中国工程科学, 2012, 14(11): 88-93.
- ZHAO Jinsheng, TAN Junling, GU Zhengfu, et al. Experimental study on the CO<sub>2</sub> foam injecting way of profile control and flooding in heterogeneous reservoirs[J]. Strategic Study of CAE, 2012, 14(11): 88-93.
- [18] 李兆敏, 张超, 李松岩, 等. 非均质油藏CO<sub>2</sub>泡沫与CO<sub>2</sub>交替驱提高采收率研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2011, 24(6): 1-5.
- LI Zhaomin, ZHANG Chao, LI Songyan, et al. Experiment research of CO<sub>2</sub> foam alternating CO<sub>2</sub> displacement EOR technology in heterogeneous reservoir [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2011, 24(6): 1-5.

编辑 经雅丽