

# 塔河油田高温高盐苛刻油藏高效起泡剂优选与性能评价

田疆<sup>1</sup>, 杨喆<sup>2</sup>, 方吉超<sup>2</sup>, 赵健慧<sup>2</sup>, 王凯<sup>2</sup>, 丁琴芳<sup>2</sup>

1. 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司, 乌鲁木齐 830000
2. 中国石油大学(华东)重质油国家重点实验室, 青岛 266580

**摘要** 为进一步提高塔河油田高温高盐油藏的采收率, 探索高温高盐油藏泡沫驱油的可行性, 通过 Ross-Miles 法, 以泡沫综合值为评价指标优选了耐高温耐高盐起泡剂体系, 评价其稳定性、表/界面张力和高温高压下泡沫起泡性能, 并通过物理模拟实验研究了泡沫对地层的适应性和驱油效果。实验结果表明: 优选的起泡剂为 HTS-1 两性表面活性剂, 高温高盐稳定性好, 且能使油水界面张力降低到  $10^{-1}$  mN/m 数量级; 在高压高温下起泡剂的起泡和稳泡性能大幅度提高, 且随着压力的增加, 起泡性能有进一步增加的趋势; 单管岩心物理实验证明泡沫对地层有较广的适应性, 在一定地层渗透率范围下, 泡沫的封堵性能随渗透率的增大而增强, 超过一定渗透率后泡沫的封堵性能下降; 驱油实验显示出泡沫能有效封堵高渗层, 实现液流转向, 并能提高洗油效率, 采收率增值达到 17% 左右。

**关键词** 塔河油田; 高温高盐; 高硬度; 起泡剂; 提高采收率

**中图分类号** TE254<sup>+</sup>.1

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.04.011

## Optimization and performance evaluation of high efficiency foaming agent for high-temperature and high-salinity harsh reservoir of Tahe Oilfield

TIAN Jiang<sup>1</sup>, YANG Zhe<sup>2</sup>, FANG Jichao<sup>2</sup>, ZHAO Jianhui<sup>2</sup>, WANG Kai<sup>2</sup>, DING Qinfang<sup>2</sup>

1. Sinopec Northwest Oilfield Branch, Urumqi 830000, China
2. State Key Laboratory of Heavy Oil Processing, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China

**Abstract** This paper explores the feasibility of foam flooding for high-temperature and high-salinity reservoir in Tahe Oilfield to improve the oil recovery. The foaming agent was selected by means of Ross-Miles method with the evaluation indexes of foam comprehensive value, and its stability, surface/interfacial tension and foaming properties under high temperature and high pressure were evaluated. Its stratum adaptability and oil displacement efficiency were also evaluated. The results indicate that under the high-temperature and high-salinity conditions in Tahe Oilfield, the optimal foaming agent was amphoteric surfactant HTS-1, which had satisfactory stability and reduced the oil-water interfacial tension to  $10^{-1}$  mN/m. It has improved foaming and foam stability at high temperature and high pressure, and the higher the pressure, the better the foam stability. Single core experiment demonstrated that foam flooding has wide stratum adaptability, and the foam plugging performance will be improved with the increase of permeability and be reduced over a certain permeability. Oil displacement experiments show that foam can plug the high-permeability layer, leading to fluid diverting and higher oil displacement efficiency, and increase water flooding recovery by 17%.

**Keywords** Tahe Oilfield; high temperature and high salinity; high hardness; foaming agent; improved oil recovery

收稿日期: 2014-12-12; 修回日期: 2015-01-19

基金项目: 国家自然科学基金项目(51174221); 高等学校博士学科点专项科研项目(2012013311001010)

作者简介: 田疆, 工程师, 研究方向为采油工艺研究与管理, 电子信箱: tianj.xbsj@sinopec.com

引用格式: 田疆, 杨喆, 方吉超, 等. 塔河油田高温高盐苛刻油藏高效起泡剂的优选与性能评价[J]. 科技导报, 2015, 33(4): 66-71.

塔河碎屑岩油藏埋深为4200~5100 m,地层压力47~60 MPa,地层温度为96~130℃。单井渗透率级差为20~100,非均质程度严重,平均孔隙度为19%~27%,平均渗透率 $56 \times 10^{-3} \sim 5100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,原油为低黏、高蜡含硫轻质原油;地层水矿化度 $17 \times 10^4 \sim 21 \times 10^4 \text{ mg/L}$ ,其中钙镁离子含量 $1 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 。截止2013年年底,采出程度20%,剩余油潜力巨大,但由于苛刻的油藏条件、严重的储层非均质性导致常规化学驱等提高采收率手段无法适用<sup>[1-3]</sup>,选择泡沫驱作为技术发展的突破口。泡沫<sup>[4]</sup>是由微溶性或不溶性气体分散在液体中形成的分散体系,外相为液体,内相为气体。泡沫具有遇水稳定遇油破灭的性质,在含水率高的地方泡沫稳定,多个气泡通过喉道时会产生叠加的贾敏效应,能够有效封堵高含水优势通道,当遇到含油较多的地层,起泡剂会向油水界面吸附,降低油水界面张力,提高洗油效率,起泡剂在油水界面的吸附导致泡沫不稳定破灭,对油层的封堵性降低,达到选择性封堵的目的<sup>[5-7]</sup>。泡沫还具有渗透率选择性,又称为“堵大不堵小”的性能:在一定渗透率范围内,渗透率越大,生成的泡沫越均匀,叠加的贾敏效应越明显,渗透率越小,剪切越严重,泡沫封堵性越小。因此,本文针对塔河油田的某区块油藏条件(地层温度100℃、矿化度 $21 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 、钙镁离子浓度 $1 \times 10^4 \text{ mg/L}$ ),优选耐温耐盐起泡剂,评价其热稳定性、表/界面性能、高温高压起泡性能、地层适应性及提高采收率性能。

## 1 实验部分

### 1.1 材料与仪器

实验材料:APEC(聚氧乙烯醚羧酸盐),HTS-1(烷基磺基甜菜碱),CS-1(酰胺丙基甜菜碱),HTS-2(月桂羟磺基甜菜碱),CS-2(酰胺丙基磺基甜菜碱);实验用水为塔河某区块地层水,矿化度为 $21 \times 10^4 \text{ mg/L}$ ,钙镁离子浓度为 $1 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 。实验用油为塔河某油田的脱水脱气原油,100℃下黏度为 $5.60 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;实验用岩心为人造岩心,直径为25 mm,长度为100 mm,渗透率为塔河某区块实际渗透率分布 $0.5 \times 10^{-3} \sim 22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;实验用填砂管岩心,直径为25 mm,长度为200 mm,渗透率分别为 $3.395 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.539 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

主要仪器:Ross-Miles发泡仪(上海耶茂仪器仪表有限公司);TX500C界面张力仪(美国科诺有限公司);DCAT21动态接触角测量仪(德国德菲公司);高压搅拌可视化泡沫评价装置(海安石油科研仪器有限公司);多功能泡沫驱物理模拟实验装置(海安石油科研仪器有限公司)。

### 1.2 实验方法

#### 1.2.1 泡沫性能评价

采用地层水配制不同质量分数的起泡剂溶液,按文献[8]中的泡沫性能评价方法在100℃条件下对起泡剂进行泡沫评价,起泡体积为起泡剂形成的泡沫体积,半衰期为泡沫体积衰减到起泡体积一半时用的时间,泡沫综合值为起泡体积与半衰期的乘积,实验过程中记录起泡体积和半衰期,计算泡沫综合值。

#### 1.2.2 表/界面张力测定

1) 表面张力测定。表面张力采用吊片法进行测定,火烧净化吊片后,取20 mL不同质量分数的表面活性剂溶液置于DCAT21动态接触角测量仪工作台上,升高台面使吊片1/3左右没入表面活性剂溶液,启动表面张力测定程序,机采数据后分析得到表面张力。

2) 界面张力测定。界面张力采用悬滴法进行测定,将TX500C界面张力仪的石英管洗净后注满不同质量分数的表面活性剂溶液,取一滴原油注到石英管表面活性剂溶液中将石英管安装到界面张力仪中,运行仪器,观察油滴在表面活性剂溶液中的拉伸状态,测定油滴的长宽,计算油滴和表面活性剂溶液的界面张力,当油滴长度小于4倍宽度时数据处理还需要进行相应矫正。

#### 1.2.3 高温高压起泡性能测定

采用高压搅拌可视化泡沫评价装置<sup>[9]</sup>测定压力对起泡剂起泡性能的影响,利用地层水配制80 mL一定质量分数的起泡剂溶液,倒入高压搅拌可视化泡沫评价装置的搅拌室中,密封后加温至100℃,加压至仪器所能承受的不同压力后以1000 r/min搅拌2 min,观察并记录其起泡体积和半衰期,计算泡沫综合值。

#### 1.2.4 物理模拟实验研究

1) 阻力系数和残余阻力系数测定。地层适应性评价采用单岩心模型,选取一系列不同渗透率的人造岩心,称重后抽真空饱和地层水,称湿重计算孔隙体积,配制一定浓度的起泡剂溶液,按气液比1.5:1通过泡沫发生器注入人造岩心10倍孔隙体积(PV)泡沫,再注地层水10 PV,记录注入压力,计算阻力系数和残余阻力系数,评价泡沫驱的地层适应性。

2) 驱油实验。驱油实验采用高、低渗填砂管模型,湿填法填制不同渗透率的填砂管岩心,记录孔隙体积,测定水驱渗透率,在地层温度下,按流速度从低到高压饱和脱水脱气原油,记录原油饱和量,计算含油饱和度,热稳定48 h后以0.5 mL/min的速度水驱至含水率98%,注入0.3倍高渗管孔隙体积的泡沫,再水驱至含水率98%,同时记录注水压力,计算含水率和采收率。

## 2 结果与讨论

### 2.1 起泡剂的优选

泡沫驱要达到良好的驱油效果,需要选择较优的起泡剂,好的起泡剂要求起泡能力强、泡沫稳定性好<sup>[10]</sup>。通过泡沫评价实验,优选泡沫性能较好的起泡剂,实验结果如图1所示。由图1可知,在起泡剂质量分数为0.05%~0.5%的较宽范围内,起泡剂的起泡体积随浓度增加呈现先上升再到略有下降的平缓趋势,起泡剂HTS-1的起泡能力最好,其次是CS-1、CS-2、HTS-2和APEC。这是由于在低于临界胶束浓度时,随着浓度的增加,注入一定气体后,表面活性剂分子在气/水界面上的吸附量增大,表面张力降低,产生的泡沫体系自由能降低,能形成更多的气液界面,产生更多的气泡,使泡沫体积

增加,泡沫体积在临界胶束浓度时达到最高值,但是在达到临界胶束浓度后,溶液表面张力不再减小,起泡性能不再提高,另外形成的胶束在一定程度会增加液相的黏度,会使起泡体积受到一定影响<sup>[11,12]</sup>。

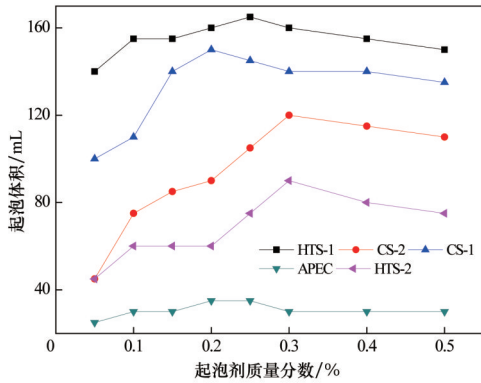


图1 起泡剂质量分数对起泡体积的影响

Fig.1 Effect of mass fraction of the foaming agent on foam volume

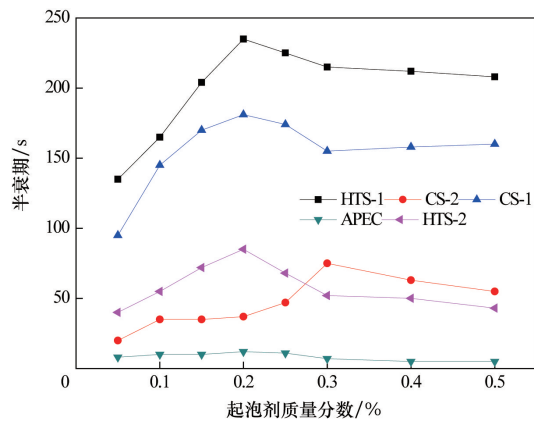


图2 起泡剂质量分数对半衰期的影响

Fig. 2 Effect of mass fraction of the foaming agent on half-life period of foam

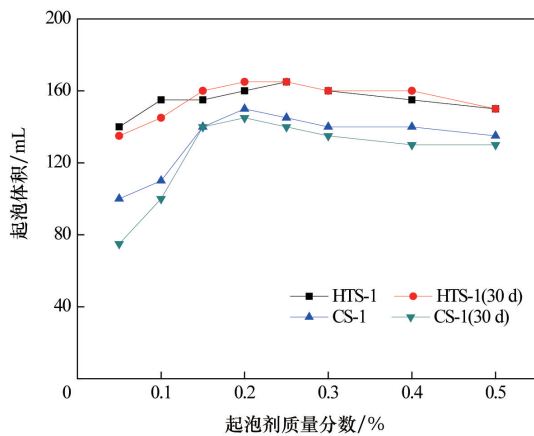


图4 起泡剂质量分数对起泡体积的影响

Fig. 4 Effect of mass fraction of the foaming agent on foam volume

由图2和图3可以看出,HTS-1半衰期和泡沫综合值均明显好于其他起泡剂,在0.2%以后达到稳定,其次是CS-1。泡沫半衰期和泡沫综合值随浓度增加先上升后下降并趋于平稳。泡沫在临界胶束浓度时的体系能量相对较低,泡沫较为稳定,泡沫半衰期和泡沫综合值较大。综合起泡剂的起泡体积、半衰期和泡沫综合值,优选塔河油田泡沫驱起泡剂为HTS-1,使用起泡剂质量分数为0.2%~0.3%。

## 2.2 起泡剂的稳定性能

地层条件下要求泡沫长时间有效且性能稳定,需对起泡剂体系进行热稳定性实验。配制不同浓度的起泡剂溶液,装入安瓿瓶密封后置于100℃地层条件下进行老化,30 d后取出样品评价其泡沫稳定性,实验结果表明CS-1和HTS-1在老化30 d的过程中,溶液澄清透明,无沉淀和析出,表现出良好的配伍性。泡沫老化性能评价实验结果(图4~图6)可以看出,起泡剂HTS-1在老化30 d后仍能有很好的起泡能力,起泡体系的起泡体积、半衰期与泡沫综合值基本保持不变。

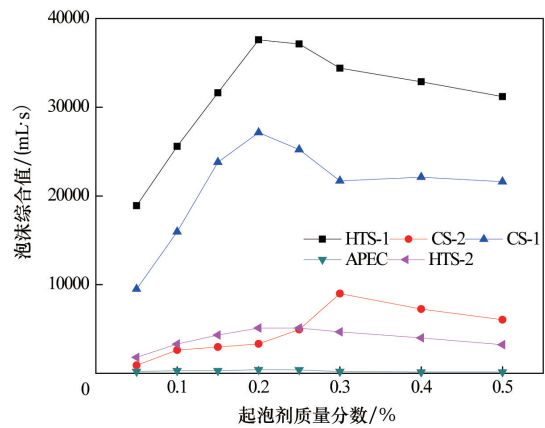


图3 起泡剂质量分数对泡沫综合值的影响

Fig. 3 Effect of mass fraction of the foaming agent on foam comprehensive value

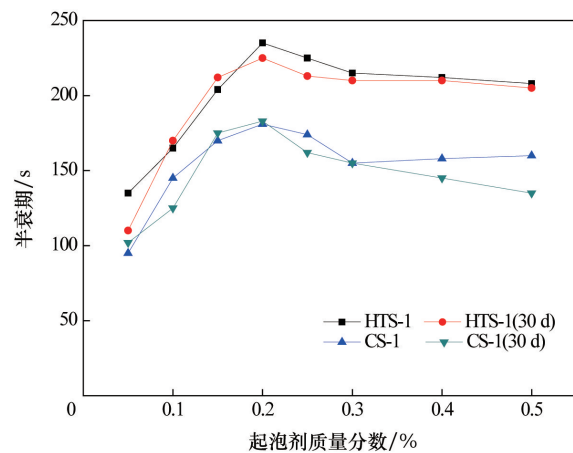


图5 起泡剂质量分数对半衰期的影响

Fig. 5 Effect of mass fraction of the foaming agent on half-life period of foam

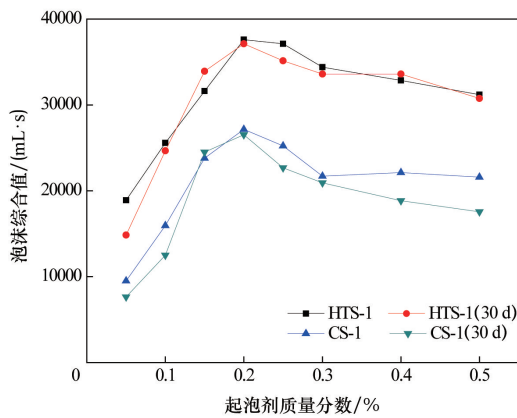


图6 起泡剂质量分数对泡沫综合值的影响

Fig. 6 Effect of mass fraction of the foaming agent on foam comprehensive value

### 2.3 起泡剂的表/界面性能

表面张力是反应起泡剂起泡能力的重要参数,表面张力越低,起泡剂起泡时消耗的能量越少,越容易起泡。由图7可

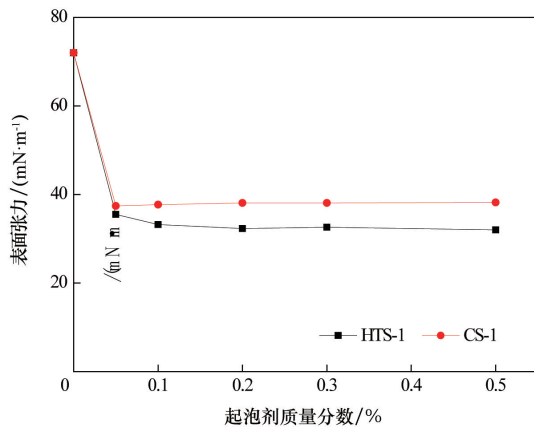


图7 起泡剂质量分数对表面张力的影响

Fig. 7 Effect of mass fraction of the foaming agent on surface tension

### 2.4 高温高压起泡性能

油藏是一个高温高压的封闭系统,在油藏条件下泡沫起泡和泡沫注入都要承受一定的压力和温度,泡沫的高温高压稳定性对泡沫调驱至关重要,通过对高温高压下泡沫的性能评价(图9和图10)可以看出,起泡剂HTS-1在温度100℃、矿化度 $21 \times 10^4$  mg/L条件下,随着压力的升高,产生的泡沫的起泡体积、半衰期和泡沫综合值均增大,在12.5 MPa下泡沫的起泡体积为215 mL,半衰期约为12900 s,稳定性好,并且随着压力的增大泡沫有进一步稳定的趋势。这是由于随着压力的升高,生成的泡沫半径较小,体积均匀,气泡间的气压相对平衡,气体扩散造成的泡沫破坏较小,另外压力的升高使起泡剂起泡时的液膜受压较大,液膜较薄,Plateau边界内的

以看出HTS-1的表面张力略低于CS-1,与其前阶段测得的起泡体积随起泡剂质量分数的变化结果一致,0.2%的HTS-1的表面张力为32.3 mN/m,0.2%的CS-1的表面张力为38.1 mN/m。

界面张力是调驱体系驱油能力表征的一个重要参数,由图8可以看出,在温度90℃和地层水矿化度条件下,HTS-1随质量分数的升高界面张力先下降再缓慢上升,整体界面张力在 $10^{-1}$ 数量级,0.2%的HTS-1的界面张力为0.177 mN/m,相对于CS-1来说有较好的界面性质,在调驱时更能有效提高洗油效率。

HTS-1属于羟磺基甜菜碱两性表面活性剂,其临界胶束浓度一般远低于单链阴离子表面活性剂的临界胶束浓度,并且这种表面活性剂具有较高的界面活性<sup>[13]</sup>。HTS-1磺基甜菜碱两性表面活性剂的磺酸基团中氧原子与 $\text{Ca}^{2+}$ 的结合能力差,提高了其耐二价阳离子的能力<sup>[14]</sup>。两性表面活性剂溶液质量分数大于临界胶束浓度后,表面活性剂亲油部分被增溶或分布在油相中,相应地降低了单个分子的浓度和水溶性表面活性剂的表面浓度,并且表面活性剂分子在油水界面上达到了一个动态吸附平衡,界面张力趋于平稳。

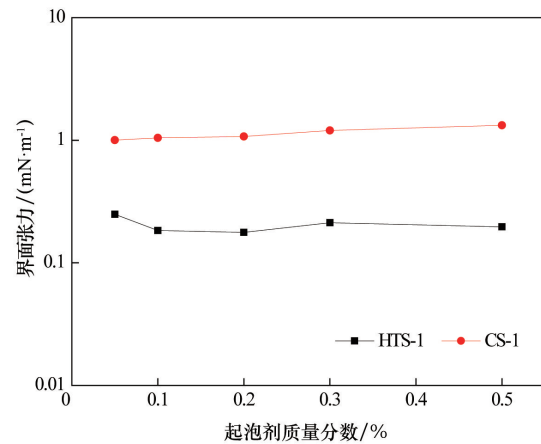


图8 起泡剂质量分数对界面张力的影响

Fig. 8 Effect of mass fraction of the foaming agent on interfacial tension

压差较小,排液作用较弱,泡沫较为稳定,压力的升高对泡沫的稳定性有着非常重要的积极作用。

### 2.5 泡沫地层适应性评价

泡沫对不同渗透率的地层封堵性能是不同的,对地层非均质的调整有着重要作用。通过物理模拟实验(图11)表明向不同渗透率的地层注入泡沫体系,渗透率小于 $11.30 \mu\text{m}^2$ 时,随着渗透率的增加,阻力系数变大,后续水驱泡沫的封堵性能越好,渗透率大于 $11.30 \mu\text{m}^2$ 时,随着渗透率的继续增大,阻力系数和后续水驱封堵性能都会减弱。

泡沫作为非牛顿流体,有剪切稀释现象<sup>[15,16]</sup>,并在一定渗透率范围内“堵大不堵小”。地层渗透率越低对泡沫的剪切作用越强,注入时的阻力系数越小,渗透率过大时,岩心孔隙

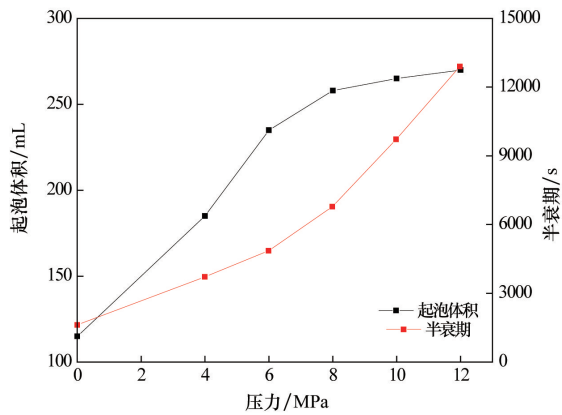


图9 压力对起泡体积/半衰期的影响

Fig. 9 Effect of pressure on foam volume/half-life period of foam

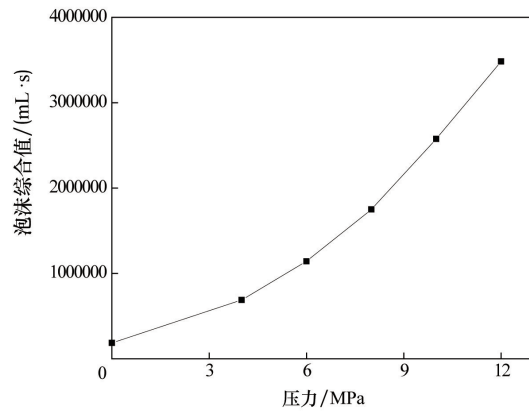


图10 压力对泡沫综合值的影响

Fig. 10 Effect of pressure on foam comprehensive value

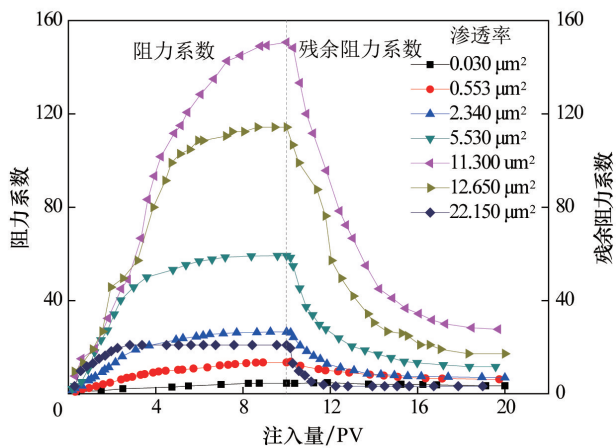


图11 渗透率对泡沫封堵性能的影响

Fig. 11 Effect of permeability on the plugging properties of foam

较大,泡沫易整体流过孔隙,不易形成叠加的贾敏效应,很难对岩心形成有效封堵,因此泡沫能够有效封堵优势通道,扩大地层水驱波及体积,提高采收率。

## 2.6 驱油实验

驱油实验采用高低渗模型,渗透率级差为6.3,利用地层模拟水配制0.2%起泡剂溶液 HTS-1,在100℃油藏地层条件下按照气液比1.5:1注入填砂管。采收率增值曲线(图12)表明,随着水驱的进行,采收率和含水率增加,水驱采收率为40.87%,注入泡沫后含水率由98%下降到78%,调驱效果明显,后续水驱至含水率达到98%,最终采收率为57.91%,采收率增值为17.04%,提高采收率效果明显。分流量曲线(图13)表明,泡沫注入后高渗管出液量减少,低渗管出液量增多,驱替压力有所上升,显示出泡沫良好的选择性封性能,能够有效改善地层非均质性,促使后续水驱发生了液流转向,增强了对低渗层的开发。

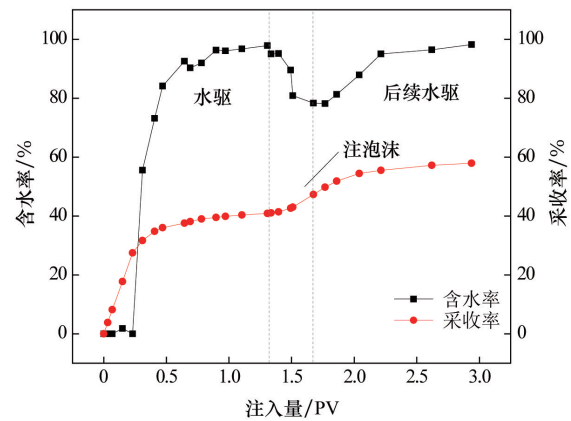


图12 泡沫驱油采收率和含水率

Fig. 12 Recovery and water cut curve of foam displacement experiment

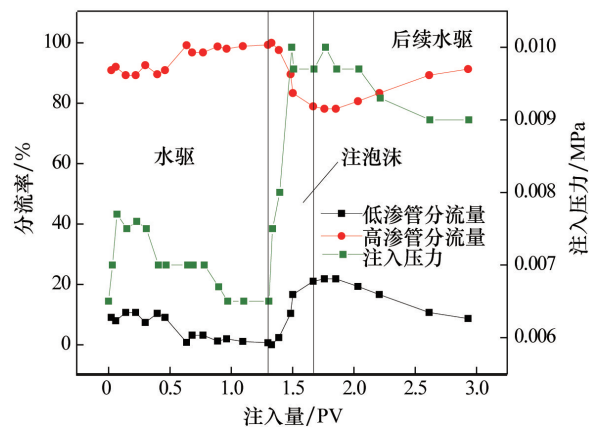


图13 泡沫驱油分流量

Fig. 13 Fractional liquid curve of foam displacement experiment

### 3 结论

1) 针对塔河高温高盐某区块油藏条件(100℃、矿化度 $21 \times 10^4$  mg/L和钙镁离子质量浓度 $1 \times 10^4$  mg/L)下优选了耐温耐盐起泡剂HTS-1,使用质量分数为0.2%~0.3%。

2) 地层压力对泡沫的稳定性有积极作用,在100℃、12.5 MPa条件下较100℃、常压下泡沫的起泡体积和半衰期都有明显的增加,并且随着压力的升高稳定性有着进一步增加的趋势。

3) 泡沫具有一定的地层适应渗透率范围,在一定渗透率范围内,随着渗透率的增加,阻力系数和残余阻力系数变大,超过一定渗透率时,阻力系数和残余阻力系数减小,泡沫封堵性能减弱。

4) 驱油实验表明泡沫驱能够有效改善地层非均质性,在水驱采收率为40.87%的基础上采收率增值为17.04%,显示出泡沫具有良好的驱油效果。

#### 参考文献(References)

- [1] 梁伟,赵修太,韩有祥,等.驱油用耐温抗盐聚合物研究进展[J].特种油气藏,2010,17(2):11-15.  
Liang Wei, Zhao Xiutai, Han Youxiang, et al. Research progress on heat and salt resistance polymer flooding[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2010, 17(2): 11-15.
- [2] 王业飞,李继勇,赵福麟.耐温耐盐型表面活性剂及其在油田中的应用[J].日用化学品科学,2000,23(增1):130-132.  
Wang Yefei, Li Jiyong, Zhao Fulin. Surfactants with High Thermal Stability and Salt Resistance and High Salinity and Their Applications in Oilfield[J]. Detergent & Cosmetics, 2000, 23(Suppl 1): 130-132.
- [3] 陈锡荣,黄凤兴.驱油用耐温抗盐表面活性剂的研究进展[J].石油化工,2010,39(12):1307-1312.  
Chen Xirong, Huang Fengxing. Research progress of temperature-resistant and salt-tolerant surfactants for enhanced oil recovery[J]. Petrochemical Technology, 2010, 39(12): 1307-1312.
- [4] 程利民,王业飞,何宏,等.泡沫调驱的研究与应用进展[J].油田化学,2013,30(4):620-624.  
Cheng Limin, Wang Yefei, He Hong, et al. Research and application progress of profile control and displacement with foam[J]. Oilfield Chemistry, 2013, 30(4): 620-624.
- [5] 李兆敏,孙茂盛,林日亿,等.泡沫封堵及选择性分流实验研究[J].石油学报,2007,28(4):115-118.  
Li Zhaomin, Sun Maosheng, Li Riyi, et al. Laboratory study on foam plugging and selective divided-flow[J]. Acta Petrol Ei Sinica, 2007, 28(4): 115-118.
- [6] 赵长久,么世椿,鹿守亮,等.泡沫复合驱研究[J].油田化学,2004,21(4):357-360.  
Zhao Changjiu, Yao Shichun, Lu Shouliang, et al. Studies on alkaline/surfactant/polymer combinational foam flood in Daqing[J]. Oilfield Chemistry, 2004, 21(4): 357-360.
- [7] 方吉超,戴彩丽,由庆,等.塔中402CIII高温高盐油藏泡沫驱实验研究[J].油气地质与采收率,2014,21(4):84-88.  
Fang Jichao, Dai Caili, You Qing, et al. Study on foam flooding in Tazhong 402CIII high-temperature and high-salinity reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 84-88.
- [8] 王建勇,王思宇,赵思琪,等.赵凹油田高温油藏冻胶泡沫调驱体系的

研制及性能评价[J].油气地质与采收率,2013,20(4):57-61.

Wang Jianyong, Wang Siyu, Zhao Siqi, et al. Study on profile control and oil displacement system for gel foam of high-temperature reservoir in Zhao'ao oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(4): 57-61.

- [9] 章杨,张亮,黄海东,等.阴非离子型表面活性剂CO<sub>2</sub>泡沫影响因素[J].油田化学,2014,31(2):240-243.  
Zhang Yang, Zhang Liang, Huang Haidong, et al. Performance and influence factors of CO<sub>2</sub> foam based on anionic-nonionic surfactants[J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(2): 240-243.
- [10] You Q, Wang Y F, Zhou W, et al. Study and application of gelled foam for in-depth water shutoff in a fractured oil reservoir[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(12): 51-55.
- [11] 万里平,孟英峰,赵晓东.泡沫流体稳定性机理研究[J].新疆石油学院学报,2003,15(1):70-73.  
Wang Liping, Meng Yingfeng, Zhao Xiaodong. Mechanism study on stability of foam fluid[J]. Journal of Xinjiang Petroleum Institute, 2003, 15(1): 70-73.
- [12] 张艳辉,戴彩丽,徐星光,等.河南油田氮气泡沫调驱技术研究与应用[J].断块油气田,2013,20(1):129-132.  
Zhang Yanhui, Dai Caili, Xu Xingguang, et al. Research and application on nitrogen foam flooding in Henan oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(1): 129-132.
- [13] 何祖慧,王继宇,刘勇,等.芥酸酰胺丙基羟基磺酸盐的合成及其表面活性[J].合成化学,2013,4(21):488-490.  
He Zuhui, Wang Jining, Liu Yong, et al. Synthesis and surface activity of erucamidopropyl hydroxysulfate[J]. Chinese Journal of Synthetic Chemistry, 2013, 4(21): 488-490.
- [14] 李振泉,延辉,宋新旺,等.磺基甜菜碱两性表面活性剂的结构性质[J].化学学报,2011,69(8):898-904.  
Li Zhenquan, Yan Hui, Song Xinwang, et al. Structural properties of zwitterionic surfactant sulfobetaine[J]. Acta Chimica Sinica, 2011, 69(8): 898-904.
- [15] 庞占喜,程林松,陈月飞,等.常规稠油底水油藏氮气泡沫控制水锥技术研究[J].石油学报,2007,28(5):99-103.  
Pang Zhanxi, Cheng Linsong, Chen Yuefei, et al. Study on nitrogen foam anti-water-coning technology for conventional heavy oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(5): 99-103.
- [16] 燕永利,屈撑围,张宁生,等.胶质液体泡沫的流变性[J].高等学校化学学报,2007,28(9):1720-1725.  
Yan Yongli, Qu Chengtun, Zhang Ningsheng, et al. Rheological Properties of Colloidal Liquid Aphrons[J]. Chemical Journal of Chinese Universities, 2007, 28(9): 1720-1725.

(编辑 田恬)

#### 《科技导报》“研究论文”栏目征稿

“研究论文”栏目专门发表自然科学、工程技术领域具有创新性的研究论文,要求学术价值显著、实验数据完整、具有原始性和创造性,同时应重点突出、文字精炼、引证及数据准确、图表清晰,并附中、英文摘要以及作者姓名、所在单位、通信地址、关键词等信息。在线投稿:www.kjdb.org。