

引用格式:张翔宇,孙玉海,渠慧敏,等.新型胺醚类双子表面活性剂驱油性能评价及应用[J].油气地质与采收率,2024,31(6):153-159.

ZHANG Xiangyu, SUN Yuhai, QU Huimin, et al. Assessment of oil displacement performance of new amine-ether gemini surfactant and its application[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(6): 153-159.

## 新型胺醚类双子表面活性剂驱油性能评价及应用

张翔宇<sup>1</sup>, 孙玉海<sup>2</sup>, 渠慧敏<sup>2</sup>, 毛振强<sup>1</sup>, 徐永辉<sup>1</sup>, 齐迪<sup>1</sup>, 王聪<sup>2</sup>

(1. 中国石化胜利油田分公司 纯梁采油厂, 山东 滨州 256500;

2. 中国石化胜利油田分公司 石油工程技术研究院, 山东 东营 257000)

**摘要:** 针对胜利油田低渗透油藏水驱开发中低注入能力、低采液速度、低采出程度的难题, 提出了新型胺醚类双子表面活性剂驱油技术。对驱油用新型胺醚类双子表面活性剂进行了分子结构设计, 评价了不同分子结构时的界面性能, 优选出界面性能最好的样品 G-3, 进行了不同浓度时的乳化性能和驱油性能评价, 并结合微观刻蚀玻璃模型阐明了驱油机理。实验结果表明: 质量分数为 0.2% 的新型胺醚类双子表面活性剂溶液能将油水界面张力降低到 0.003 9 mN/m, 此时能与原油形成稳定的乳状液, 乳状液液滴粒径为 12  $\mu\text{m}$ ; 对于渗透率为 6.966 mD 的岩心, 水驱后注入 0.5 PV 质量分数为 0.2% 的新型胺醚类双子表面活性剂 G-3 溶液, 再次水驱采收率提高值达 9.6%, 降压率达 17.4%; 微观驱油机理为降低油水界面张力和残余油乳化聚并。该驱油技术在胜利油田低渗透区块进行了矿场试验, 实施后区块水井的注入能力提高了 2 倍, 油井的日增油量为 5.7 t/d, 含水率下降了 11.0%, 截至 2023 年 6 月区块累积增油量为 1 791 t, 取得良好的开发效果。

**关键词:** 分子结构设计; 高活性; 强乳化; 低渗透; 新型胺醚类双子表面活性剂; 性能评价

文章编号: 1009-9603(2024)06-0153-07

DOI: 10.13673/j.pgre.202404024

中图分类号: TE357.46

文献标识码: A

## Assessment of oil displacement performance of new amine-ether gemini surfactant and its application

ZHANG Xiangyu<sup>1</sup>, SUN Yuhai<sup>2</sup>, QU Huimin<sup>2</sup>, MAO Zhenqiang<sup>1</sup>, XU Yonghui<sup>1</sup>, QI Di<sup>1</sup>, WANG Cong<sup>2</sup>

(1. Chunliang Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Binzhou City, Shandong Province, 256500, China;

2. SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering, Shengli Oilfield

Company, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

**Abstract:** To address the challenges of low injection capacity, low fluid recovery rate, and low recovery in the water flooding development of low-permeability reservoirs in Shengli Oilfield, this paper proposed an oil displacement technology with new amine-ether gemini surfactants. The molecular structure was designed on the new amine-ether gemini surfactant for oil displacement, and the interfacial properties of different molecular structures were evaluated. The sample G-3 with the best interfacial properties was selected, and the emulsification and oil displacement performance were evaluated at different concentrations. The oil displacement mechanism was elucidated by combining micro etched glass models. The experimental results showed that the new amine-ether gemini surfactant with a concentration of 0.2% can reduce the interfacial tension between oil and water to 0.003 9 mN/m, forming the stable emulsion with crude oil, and the particle size of lotion drops is 12  $\mu\text{m}$ . For the postflood core with a permeability of 6.966 mD, the G-3 solution of the new amine-ether gemini surfactant with a concentration of 0.2% is injected at 0.5 PV, and the recovery can increase by 9.6% and the pressure reduces by 17.4% after water flooding again. The micro oil displacement mechanisms are the

收稿日期: 2024-04-24。

作者简介: 张翔宇(1993—), 男, 山东莒县人, 工程师, 硕士, 从事油田开发地质及提高采收率研究与注采管理工作。E-mail: bayern9@qq.com。

通信作者: 孙玉海(1978—), 男, 山东临朐人, 高级工程师, 博士。E-mail: sunyuhai0536@163.com。

基金项目: 中国石化前瞻项目“低渗水驱油藏改善渗流功能性减阻剂研究”(P22182)。

reduction of the interfacial tension between oil and water and the residual oil emulsification and coalescence. A field test was conducted in the low-permeability block of Shengli Oilfield. After implementation, the injection capacity of the water wells in the block was doubled. The daily oil production of the oil wells was 5.7 t/d, and the water cut decreased by 11.0%. Up to June 2023, the cumulative oil production in the block had been 1 791 t, achieving good development effect.

**Key words:** molecule structure design; high activity; strong emulsifying; low permeability; new amine-ether gemini surfactant; performance assessment

“十三五”期间,胜利油田低渗透油藏探明地质储量超  $12 \times 10^8$  t,其中动用储量超  $8 \times 10^8$  t,开发潜力巨大。胜利油田低渗透油藏整体处于低注入、低产液、低采油速度、低采出程度阶段,如何提高注采能力和采收率成为低渗透油藏水驱中亟待解决的一项难题。

化学驱是水驱之后提高采收率的主要方式<sup>[1-2]</sup>。中高渗透油藏主要采用聚合物驱、聚合物-表面活性剂二元驱及三元驱来提高采收率,其研究及应用已较为成熟<sup>[3-7]</sup>。但低渗透油藏储层物性差、渗透率低、孔喉细小,聚合物类高黏度驱油剂难以注入<sup>[8-9]</sup>,需要研发合适的驱油体系。室内研究和矿场实践证明,表面活性剂能改善岩石表面润湿性、降低油水界面张力、提高洗油能力,可以改善油水渗流能力、提高低渗透油藏水驱开发效果<sup>[10-13]</sup>。其中,双子表面活性剂因具有2个亲水基团、2个疏水碳链和1个桥联基团而结构独特、性能优异,引起了极大关注<sup>[14-16]</sup>。很多学者对双子表面活性剂进行了大量的室内性能研究<sup>[17-28]</sup>,但是驱油方面的报道非常少<sup>[14,29]</sup>。陈刚等研究表明双子型表面活性剂在水驱基础上可进一步提高采收率15%以上<sup>[14]</sup>。李联中等把双子表面活性剂MGS-3优异的界面性能和阴离子型表面活性剂AES的强乳化性能结合在一起,研制了一种复合表面活性剂驱油体系,在特低渗透油藏现场试验效果明显<sup>[29]</sup>。

胜利油田低渗透油藏埋深大于3 000 m的储量占60%以上,矿化度大部分为20 000~100 000 mg/L,为典型的高温高盐油藏。为此,设计研发了一种具有强乳化和高活性的新型胺醚类双子表面活性剂,系统考察了该表面活性剂的界面性能、乳化和驱油性能,在此基础上开展了驱油室内实验评价和矿场应用,探索胜利油田低渗透油藏表面活性剂驱的可行性。

## 1 实验材料及方法

### 1.1 试剂与原料

新型胺醚类双子表面活性剂:长度不同的3个

亲水链和疏水链样品G-1、G-2和G-3,纯度为80%,固体,自制。

胜利油田某区块地层水矿化度为77 905.77 mg/L,  $\text{Na}^+/\text{K}^+$ 、 $\text{Cl}^-$ 、 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{HCO}_3^-$ 的质量浓度分别为27 049.17、47 366.39、2 786.33、330.38、373.5 mg/L,水型为 $\text{CaCl}_2$ 型;注入水为该区块采出水。原油性质较好,地面密度为0.85~0.89 g/cm<sup>3</sup>、平均为0.87 g/cm<sup>3</sup>,地层密度为0.78 g/cm<sup>3</sup>;地面黏度为9~53 mPa·s、平均为24 mPa·s,地层黏度为3.2 mPa·s;原始油气比为54 m<sup>3</sup>/t,原油凝固点为28 °C,结蜡点为33 °C。实验岩心是胜利油田低渗透油藏天然岩心,岩心基础数据包括:长度为7.742 cm,直径为2.518 cm,气测渗透率为6.966 mD,水测渗透率为0.021 D,孔隙体积为6.368 cm<sup>3</sup>,孔隙度为16.526%。

实验仪器包括:SVT 20型视频旋转滴张力仪(德国Dataphysics公司)、显微镜、微观可视化驱替装置、针管泵、注射器、光源等。

### 1.2 实验方法

**界面性能评价** 称取不同质量的新型胺醚类双子表面活性剂G-1、G-2和G-3放入容量瓶中,加入一定注入水配制成不同浓度的溶液,搅拌均匀后采用SVT 20型视频旋转滴张力仪在70 °C下测油水界面张力。

**乳化性能评价** 将优选出的新型胺醚类双子表面活性剂配制成不同浓度的水溶液,与储层原油按不同的体积比混合,乳化后装入具塞比色管中,放入70 °C恒温干燥箱中,2 h后取出并观察油水分离情况,并读出水的体积,计算析水率<sup>[14]</sup>。

**驱油效果评价** 实验步骤包括:①将岩心放入恒温干燥箱中,多次称重至稳定,饱和地层水后再次称重,计算岩心的孔隙体积。②将岩心放入高温高压岩心驱替装置中,加围压4~5 MPa,120 °C下恒温2 h,以0.01 mL/min的速度低速注入10 PV原油,停止并计算束缚水饱和度。③将岩心在120 °C下老化24 h,然后以0.05 mL/min的速度注入地层水,驱至出口含水率为100%,记录驱替压力、驱出的油量和水量。④以0.05 mL/min的速度注入0.5 PV新型胺醚类双子表面活性剂溶液段塞,反应12 h

并记录驱出的油量和水量。⑤继续以0.05 mL/min的速度二次水驱,记录驱替压力、驱出的油量和水量,至出口含水率为100%时停止,计算各阶段的采收率。⑥将岩心重新洗油、烘干,更换油水界面张力不同的新型胺醚类双子表面活性剂体系,评价不同油水界面张力体系的驱油效果。

微观驱油评价 实验步骤包括:①将微观刻蚀玻璃模型洗净、烘干,建立束缚水、饱和原油。②固定驱替速度为0.004 mL/min,先用注入水驱至模型不出油,然后改用新型胺醚类双子表面活性剂溶液驱替至模型不出油,定时拍照记录驱油过程及残余油存在形态。

## 2 实验结果与讨论

### 2.1 新型胺醚类双子表面活性剂的结构设计

设计研发的新型胺醚类双子表面活性剂兼顾非离子表面活性剂和双子表面活性剂的优点,为双阳-非离子型结构(图1)<sup>[30]</sup>。其中分子中含有多个聚醚基团,具有很强的耐盐和洗油性能,具有2个烷基疏水长链,两者结合使整个分子具有强的疏水作用力和界面吸附强度。常规双子表面活性剂的疏水长链分布在油中,亲水头基分布在水中(图2a)。新型胺醚类双子表面活性剂由于具有既含亲水链段(EO)*m*又有疏水链段(PO)*n*的聚醚长链,其在油水界面上的吸附除了上述特征外,2条聚醚长链还能浮在油水界面上,使整个分子油水界面上的分布面积更大、排布更紧凑,降低界面张力的能力和乳化性能更优异(图2b)。

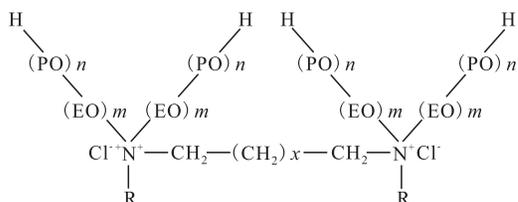


图1 新型胺醚类双子表面活性剂结构  
Fig.1 Structure of new amine-ether gemini surfactant

### 2.2 界面性能

70 °C下,由新型胺醚类双子表面活性剂溶液质量分数与油水界面张力的关系(图3)可以看出,在低质量分数下,油水界面张力随溶液质量分数升高而降低;对于新型胺醚类双子表面活性剂G-1、G-2溶液,当油水界面张力降低到一定值后趋于稳定;而新型胺醚类双子表面活性剂G-3溶液,油水界面张力随着溶液质量分数的增加反而上升。这是由于新

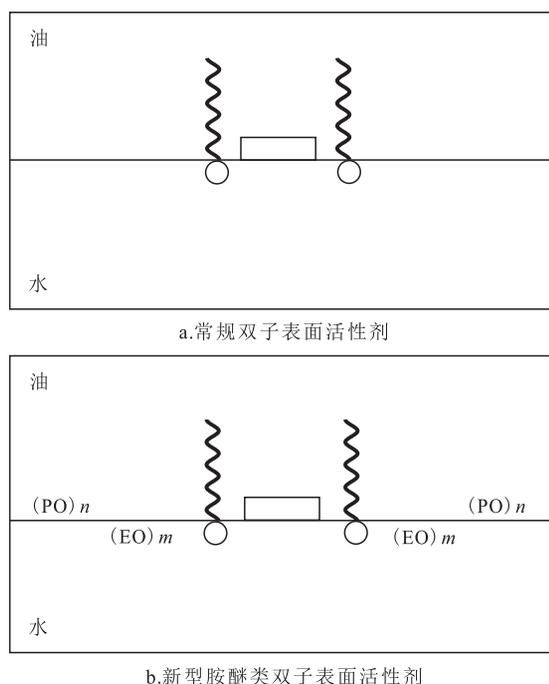


图2 不同表面活性剂在油水界面上的吸附  
Fig.2 Adsorption of different surfactants at oil-water interface

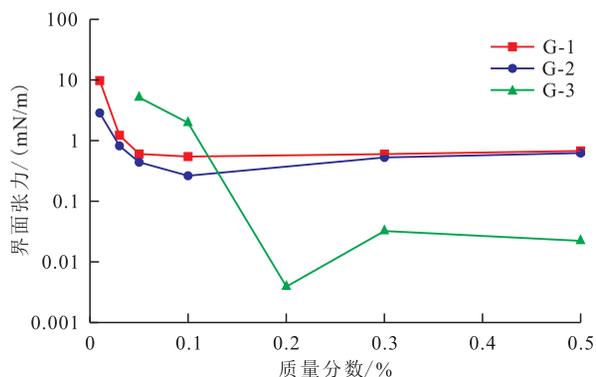


图3 新型胺醚类双子表面活性剂溶液质量分数与油水界面张力的关系(70 °C)  
Fig.3 Relationship between solution concentration of new amine-ether gemini surfactant and interfacial tension between oil and water (70 °C)

型胺醚类双子表面活性剂溶液的分子结构不同,其在油水界面上的吸附分布情况不同。其中,在未添加任何助剂的情况下,新型胺醚类双子表面活性剂G-3溶液在质量分数为0.2%时能将油水界面张力降低至0.003 9 mN/m,表现出良好的界面活性。

### 2.3 乳化性能

用不同质量分数的新型胺醚类双子表面活性剂G-3溶液与储层原油配制成乳状液,静置2 h,由测得的乳状液析水率(图4)可以看出,新型胺醚类双子表面活性剂G-3溶液的质量分数增加、油水比增加均有助于降低乳状液的析水率。由于析水率越低表示乳状液越稳定,所以表面活性剂溶液的质量分数越高、油水比越高,乳化性能越强。故新型

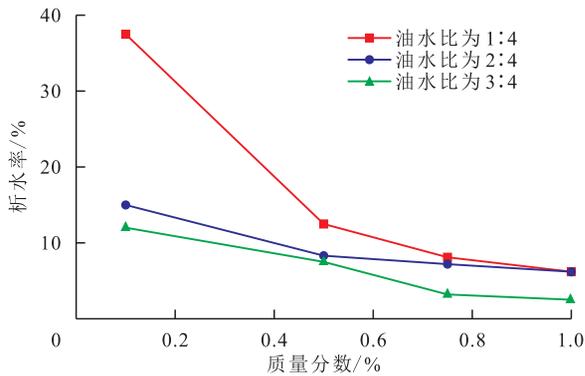


图4 在不同溶液质量分数下乳状液析水率的变化  
Fig.4 Variation of water precipitation rate of emulsions at different solution concentrations

胺醚类双子表面活性剂 G-3 溶液的乳化性能好,有助于提高驱油效率。

### 2.4 驱油性能

岩心一次水驱后注入 0.5 PV 油水界面张力分别为 0.003 9、0.022 2 和 0.624 1 mN/m 的新型胺醚类双子表面活性剂 G-3 溶液,进行二次水驱。由一、二次水驱时的注入压力和采收率(图 5,表 1)可以看出,注入新型胺醚类双子表面活性剂 G-3 溶液后,二次水驱采收率提高而注入压力降低。油水界面张力越低,采收率提高幅度和降压幅度越大;当油水界面张力降低到 0.003 9 mN/m 时,采收率提高值和降压率达到最大值,分别为 9.6% 和 17.4%。这是因为油水界面张力降低导致贾敏效应变弱,分散在孔隙处的油珠更容易变形从小孔道排出;其次油水界面张力越低,驱替过程中残余油越容易沿驱替方向拉成细丝并断裂乳化成小油珠被携带采出,原油被采出后,占据在孔隙中的原油减少,水相有效渗流通道相应增加,所以降压率也增大。

由不同油水界面张力下原油乳状液粒径分布(图 6)可以看出,油水界面张力为 0.642 1 mN/m 时乳状液液滴平均粒径为 26.2  $\mu\text{m}$ ;油水界面张力为 0.003 9 mN/m 时乳状液液滴平均粒径为 12.0  $\mu\text{m}$ ,乳状液液滴粒径分布更均匀。这说明油水界面张力越小,乳化效果越好,揭示了低油水界面张力驱替液降压和提高采收率的乳化机理。

表 1 油水界面张力对注入压力及采收率的影响

Table1 Effect of interfacial tension between oil and water on injection pressure and recovery

实验编号	油水界面张力/(mN/m)	一次水驱稳定压力/MPa	二次水驱稳定压力/MPa	降压率/%	采收率提高值/%
1	0.003 9	3.64	3.01	17.4	9.6
2	0.022 2	3.67	3.25	11.4	6.5
3	0.624 1	3.70	3.32	10.3	5.2

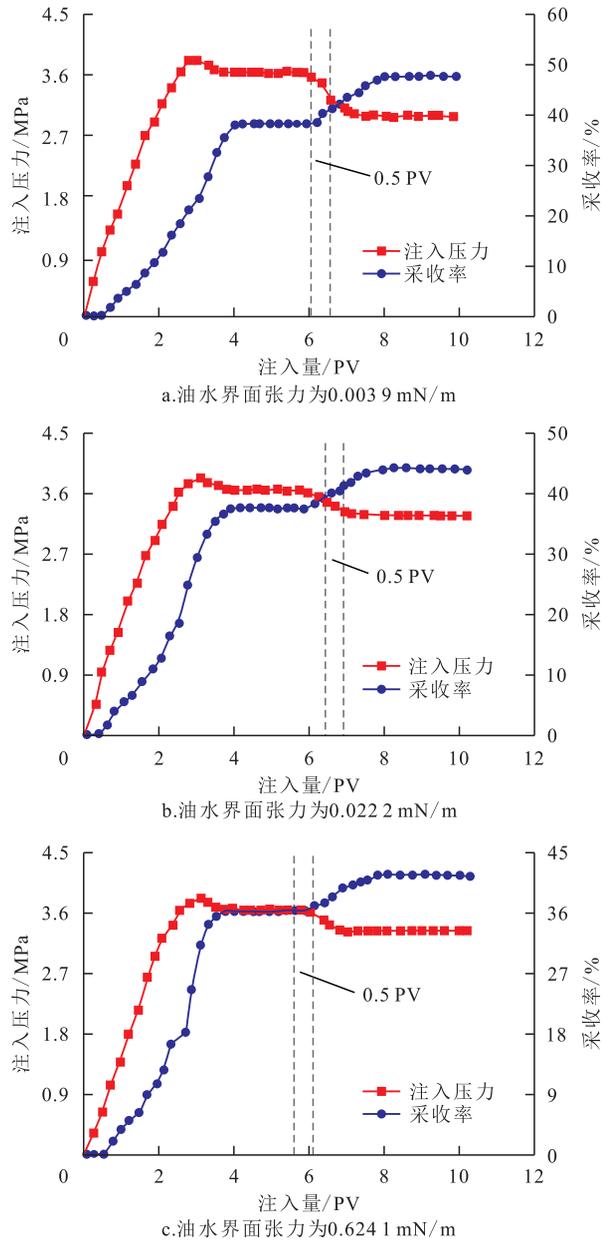
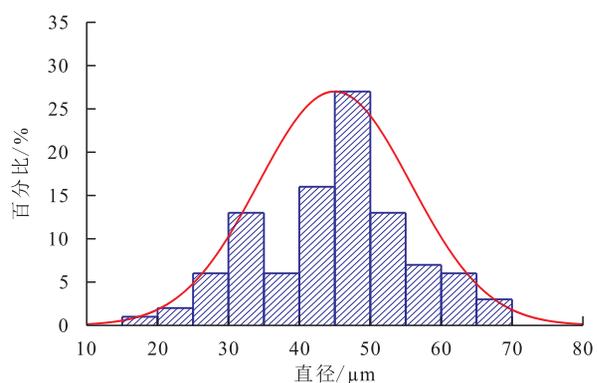


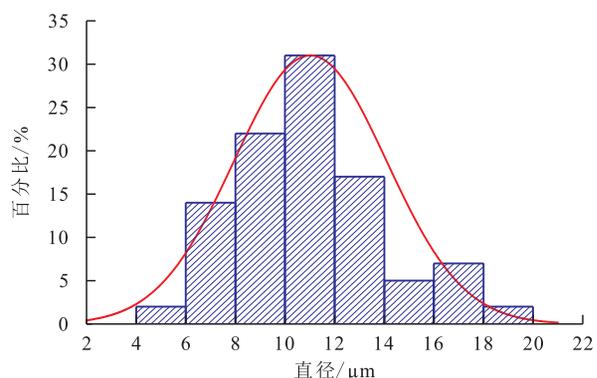
图 5 不同油水界面张力时注入压力及采收率变化  
Fig.5 Variation of injection pressures and recoveries with interfacial tensions between oil and water

### 2.5 微观驱油机理

水驱后微观刻蚀玻璃模型中的残余油(图 7)主要分布在孔隙间的交会处、狭小的喉道和盲端内。在水驱过程中,孔隙中的原油受到水的不均匀突进、流动孔道不畅和表面作用力的滞留、细孔喉卡



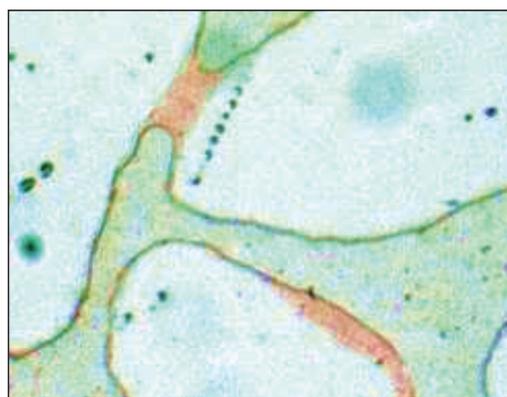
a.油水界面张力为0.6421 mN/m



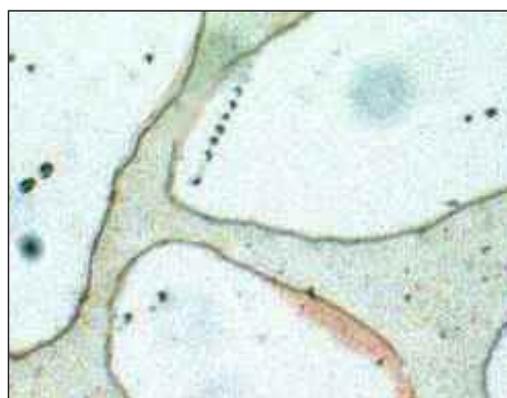
b.油水界面张力为0.0039 mN/m

图6 不同油水界面张力下原油乳状液粒径分布

Fig.6 Particle size distribution of crude oil emulsion droplet under different interfacial tensions



a.表面活性剂驱前



b.表面活性剂驱后

图8 表面活性剂驱前后的残余油

Fig.8 Residual oil before and after surfactant flooding

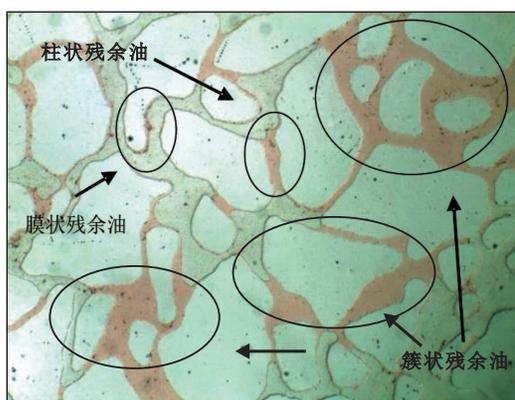


图7 水驱后的残余油

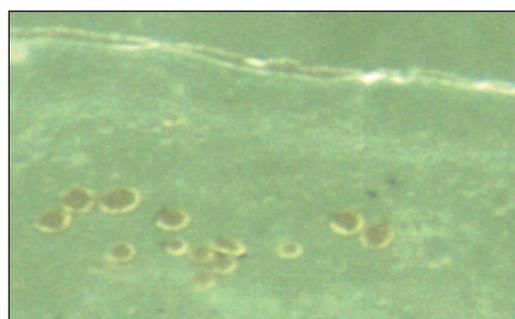
Fig.7 Residual oil after water flooding

断等作用的影响,水驱后的模型中可明显看到大量的残余油斑块。这是储层岩石表面润湿性及毛细管力的束缚所致,注入水不能进入细小的孔喉,油被卡断。表面活性剂驱后在孔喉两侧留下一层桥状油膜(图8),这是因为在低界面张力的新型胺醚类双子表面活性剂的作用下,油相润湿角逐渐减小,黏附力减小,毛细管力降低,进而驱油阻力减小,使此类残余油能够沿孔喉油膜被驱替,直至柱状残余油即将突破时,下游的油通过该桥状油膜被携带运移最终被驱替干净。图9进一步表明,乳化形成的小油滴不能运移,要聚并形成大油滴后才能运移。

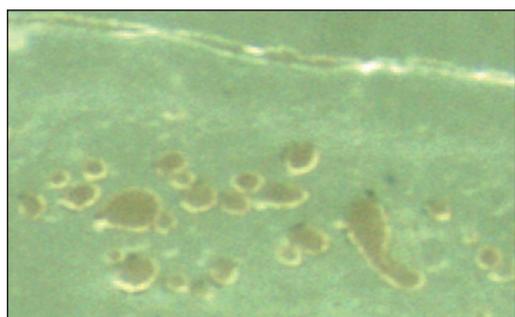
### 3 矿场试验

在室内研究的基础上,新型胺醚类双子表面活性剂驱油技术在胜利油田某典型的低渗透区块开展了矿场应用。该区块含油面积为0.62 km<sup>2</sup>,地质储量为67.5×10<sup>4</sup> t,储层碳酸盐质量分数为5.1%,泥质质量分数为3%,渗透率为6~26 mD,平均孔隙度为20%,属于低孔、低渗透储层。目前产出水矿化度为31 533 mg/L,钙镁离子质量浓度为1 710 mg/L,油层温度为123 °C,对表面活性剂的矿场适应性提出了挑战。新型胺醚类双子表面活性剂耐温性能可达到130 °C,同时最佳矿化度为20 000~70 000 mg/L,满足该区块的矿场需求。实施新型胺醚类双子表面活性剂驱之前,有水井4口,油井6口,日注入量为48.0 m<sup>3</sup>/d,日产油量仅为8.1 t/d,地层压力系数仅为0.44,存在明显的低注、低液、低产、低效问题,需要通过表面活性剂的增效作用,提高油藏的渗流能力,建立有效的驱替,提高区块的开发效果。

2019年12月开始注入新型胺醚类双子表面活性剂G-3,采用两段式连续注入,累积注入0.2 PV,即第一段塞为0.05 PV高质量分数(0.5%)段塞,第



a.乳化后小油滴



b.乳化后小油滴聚成大油滴

图9 乳化油滴聚并迁移过程

Fig.9 Process of coalescence and migration of emulsifying oil  
二段塞为0.15 PV低质量分数(0.3%)段塞,合计注入表面活性剂原液300 t,注入1 365 d。截至2022年12月,日注水平由48 m<sup>3</sup>/d升至96 m<sup>3</sup>/d,日产液能力由11.3 m<sup>3</sup>/d升至16.7 m<sup>3</sup>/d,日产油量由8.1 t/d升至13.8 t/d,含水率由28.3%降至17.3%,累积增油量为921 t,按照原油价格2 300元/t计算,投入产出比为1:1.2。截至2023年6月区块累积增油量为1 791 t,预计提高采收率8.3%。

## 4 结论

(1)设计研发的新型胺醚类双子表面活性剂界面活性好、乳化能力强。在质量分数为0.2%且不加任何助剂的情况下,将胜利油田油水界面张力降低至超低状态(0.003 mN/m);同时能将原油乳化成平均粒径为12.0 μm的液滴。

(2)对于渗透率为6.966 mD的岩心,随着表面活性剂界面活性的增加,降压率和采收率提高值逐渐增大,最终二次水驱采收率提高值和降压率分别达到9.6%和17.4%。新型胺醚类双子表面活性剂微观驱油机理为降低油水界面张力和残余油乳化聚并。

(3)研发的新型胺醚类双子表面活性剂G-3在胜利油田低渗透区块现场应用后,水井的注入能力提高了2倍,日增油量为5.7 t/d,含水率下降了11.0%,截至2023年6月区块累积增油量为1 791 t,

取得良好的开发效果。

### 参考文献

- [1] 袁士义,韩海水,王红庄,等.油田开发提高采收率新方法研究进展与展望[J].石油勘探与开发,2024,51(4):841-854.  
YUAN Shiyi, HAN Haishui, WANG Hongzhuang, et al. Research progress and potential of new enhanced oil recovery methods in oilfield development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 841-854.
- [2] 张健.海上高含水油田非连续化学驱模式研究[J].中国海上油气,2023,35(1):70-77.  
ZHANG Jian. Study on discontinuous chemical flooding model of offshore high water cut oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(1): 70-77.
- [3] LU X G, CAO B, XIE K, et al. Enhanced oil recovery mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous oil reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 169-178.
- [4] 元福卿,徐辉,宋敏,等.弹性作用对驱油用聚合物扩大波及能力的影响[J].断块油气田,2023,30(1):149-153, 160.  
YUAN Fuqing, XU Hui, SONG Min, et al. The influence of elasticity on the sweep efficiency of polymer for oil displacement [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(1): 149-153, 160.
- [5] 胡德鹏.水平井聚合物驱注采特征及井组效果影响因素分析[J].油气藏评价与开发,2022,12(5):809-815, 832.  
HU Depeng. Injection-production features of polymer flooding for horizontal wells and influencing factors of development effects for well groups [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 809-815, 832.
- [6] 董龙,李宜强,温静,等.功能型聚合物提高采收率实验[J].大庆石油地质与开发,2023,42(6):114-121.  
DONG Long, LI Yiqiang, WEN Jing, et al. Enhance oil recovery experiment of functional polymer [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(6): 114-121.
- [7] 孟庆春,何刚,郭发军,等.支化预交联凝胶颗粒提高采收率机理实验[J].特种油气藏,2023,30(5):105-112.  
MENG Qingchun, HE Gang, GUO Fajun, et al. Experiment on the mechanism of enhanced recovery by branched pre-crosslinked gel particles [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(5): 105-112.
- [8] 陈洪才,李哲,金忠康,等.苏北盆地石港特低渗储层微观特征及提高采收率对策研究[J].石油实验地质,2024,46(3):638-646.  
CHEN Hongcai, LI Zhe, JIN Zhongkang, et al. Microscopic characteristics of ultra-low permeability reservoirs in the Shigang Oilfield of the Subei Basin and strategies for enhancing oil recovery [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(3): 638-646.
- [9] 宋晨,杨兵,张超谟,等.渤中19-6孔店组砂砾岩孔隙结构和渗透率估算模型[J].地质科技通报,2023,42(1):274-285.  
SONG Chen, YANG Bing, ZHANG Chaomo, et al. Investiga-

- tion of pore structure and permeability estimation models of Kongdian Formation glutenites in the Bozhong 19-6 Gasfield [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2023, 42 (1): 274-285.
- [10] 黄伟强.低渗稠油油藏CO<sub>2</sub>表面活性剂复合吞吐开发——以克拉玛依油田五区南上乌尔禾组油藏为例[J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(2): 183-187.  
HUANG Weiqiang. Development of low-permeability heavy oil reservoirs by CO<sub>2</sub> + surfactant combination huff and puff: a case study of upper Wuerhe Formation Reservoir in Southern Block 5, Karamay Oilfield [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(2): 183-187.
- [11] 程静,葛红江,杨卫华,等.高温高盐油藏表面活性剂研发与试验[J]. *非常规油气*, 2023, 10(2): 57-62.  
CHENG Jing, GE Hongjiang, YANG Weihua, et al. Development and testing of surfactants for high-temperature and high-salt reservoirs [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(2): 57-62.
- [12] 易凡,陈龙,师涛,等.强乳化复合表面活性剂驱油体系研究与应用[J]. *油田化学*, 2022, 39(3): 466-473.  
YI Fan, CHEN Long, SHI Tao, et al. Study and application of strong emulsion composite surfactant flooding system [J]. *Oilfield Chemistry*, 2022, 39(3): 466-473.
- [13] 孟文玉,唐善法,王思瑶,等.低界面张力小分子驱油剂提高低渗透油藏采收率技术[J]. *油田化学*, 2023, 40(4): 690-696.  
MENG Wenyu, TANG Shanfa, WANG Siyao, et al. Improving oil recovery in low permeability reservoir by low interfacial tension small molecule oil displacement agent [J]. *Oilfield Chemistry*, 2023, 40(4): 690-696.
- [14] 陈刚,宋莹盼,唐德尧,等.表面活性剂驱油性能评价及其在低渗透油田的应用[J]. *油田化学*, 2014, 31(3): 410-413, 418.  
CHEN Gang, SONG Yingpan, TANG Deyao, et al. Evaluation and application of a new surfactant oil-displacing agent in low permeability oilfield [J]. *Oilfield Chemistry*, 2014, 31(3): 410-413, 418.
- [15] ZANA R. Dimeric and oligomeric surfactants behavior at interfaces and in aqueous solution: A review [J]. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2002, 97(1/2/3): 205-253.
- [16] KAMAL M S. A review of gemini surfactants: potential application in enhanced oil recovery [J]. *Journal of Surfactants and Detergents*, 2016, 19(2): 223-236.
- [17] MENDER F M, LITTAU C A. Gemini-surfactants: synthesis and properties [J]. *American Chemical Society*, 1991, 113(4): 1 451-1 452.
- [18] ODA R, HUC I, CANDAU S J. Gemini surfactants, the effect of hydrophobic chain length and dissymmetry [J]. *Chemical Communications*, 1997, (21): 2 105-2 106.
- [19] ODA R, HUC I, HOMO J C, et al. Elongated aggregates formed by cationic gemini surfactants [J]. *Langmuir*, 1999, 15 (7): 2 384-2 390.
- [20] HUC I, ODA R. Gemini surfactants: studying micellisation by <sup>1</sup>H and <sup>19</sup>F NMR spectroscopy [J]. *Chemical Communications*, 1999, (20): 2 025-2 026.
- [21] ODA R, HUC I, DANINO D, et al. Aggregation properties and mixing behavior of hydrocarbon, fluorocarbon, and hybrid hydrocarbon-fluorocarbon cationic dimeric surfactants [J]. *Langmuir*, 2000, 16(25): 9 759-9 769.
- [22] ROMERO F J, JIMÉNEZ C, HUC I, et al. Room temperature synthesis of ordered porous silicas templated by symmetric and dissymmetric gemini surfactants [C<sub>n</sub>H<sub>2n+1</sub>N(CH<sub>3</sub>)<sub>2</sub>(CH<sub>2</sub>)<sub>2</sub>(CH<sub>3</sub>)<sub>2</sub>NC<sub>m</sub>H<sub>2m+1</sub>]<sup>+</sup>Br<sub>2</sub><sup>-</sup> [J]. *Microporous & Mesoporous Materials*, 2004, 69(1): 43-48.
- [23] SIKIRIĆ M, LJERKA I, TUŠEKBOŽIĆ L, et al. Effect of the spacer length on the solid phase transitions of dissymmetric gemini surfactants [J]. *Langmuir*, 2003, 19(24): 10 044-10 053.
- [24] SIKIRIĆ M, PRIMOŽIĆ I, TALMON Y, et al. Effect of the spacer length on the association and adsorption behavior of dissymmetric gemini surfactants [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2005, 281(2): 473-481.
- [25] LI Z X, DONG C C, WANG J B, et al. Unusual surface structure in layers of cationic gemini surfactants adsorbed at the air/water interface: a neutron reflection study [J]. *Langmuir*, 2002, 18(17): 6 614-6 622.
- [26] BAI G Y, WANG J B, WANG Y, et al. Thermodynamics of hydrophobic interaction of dissymmetric gemini surfactants in aqueous solutions [J]. *The Journal of Physical Chemistry B*, 2002, 106(26): 6 614-6 616.
- [27] 游毅,郑欧,邱羽,等. Gemini阳离子表面活性剂的合成及其胶束生成[J]. *物理化学学报*, 2001, 17(1): 74-78.  
YOU Yi, ZHENG Ou, QIU Yu, et al. Synthesis of alkanediyl- $\alpha$ ,  $\omega$ -bis(dimethyl dodecylammonium bromide) and their micelle formation in aqueous solutions [J]. *Acta Physico-Chimica Sinica*, 2001, 17(1): 74-78.
- [28] WANG Yitian, WANG Jinben, LIU Minghua, et al. ESR study on the micellization behaviors of a series of novel asymmetric gemini surfactants [J]. *Chinese Journal of Chemistry*, 2002, 20(6): 550-553.
- [29] 李联中,田浩然.适合特低渗透油藏的表面活性剂驱油体系研究及应用[J]. *西安石油大学学报:自然科学版*, 2022, 37(3): 86-92.  
LI Lianzhong, TIAN Haoran. Research and application of surfactant flooding system suitable for ultra-low permeability reservoir [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2022, 37(3): 86-92.
- [30] 孙玉海,宋菲,卢占国,等.一种双氨基聚醚表面活性剂及其制备方法: ZL 202111051895.8[P]. 2024-02-16.  
SUN Yuhai, SONG Fei, LU Zhanguo, et al. A double amino polyether surfactant and their preparation method: ZL 202111051895.8 [P]. 2024-02-16.