

文章编号:1000-4092(2022)03-466-08

# 强乳化复合表面活性剂驱油体系研究与应用\*

易凡<sup>1</sup>,陈龙<sup>2</sup>,师涛<sup>2</sup>,姚惠敏<sup>2</sup>

(1. 中国石油长庆油田分公司油田开发事业部,陕西 西安 710018;2. 中国石油长庆油田分公司第八采油厂,陕西 西安 710065)

**摘要:**表面活性剂的乳化能力强弱对提高低渗透油藏水驱开发后的驱油效果影响较大,为了增强表面活性剂驱油体系的乳化性能、提高驱油效率,将具有良好界面活性的阴-非双子表面活性剂GEY-2和具有较强乳化能力的非离子表面活性剂6501复配,研制出了一种适合低渗透油藏的强乳化复合表面活性剂驱油体系,并对其综合性进行了评价。结果表明:强乳化复合表面活性剂驱油体系具有良好的耐温性能和耐盐性能,在高温高矿化度条件下,配方为2000 mg/L GEY-2+3000 mg/L 6501的驱油体系仍能保持 $10^{-3}$  mN/m超低数量级的油水界面张力,该驱油体系与储层原油按照7:3所形成乳状液在75 °C下放置10 min和100 min后的乳化率仍能达到90.2%和61.2%,具有较高的乳化性能。该驱油体系具有良好的抗吸附性能,可以减少驱油剂的浪费,有效保证驱油效果。该驱油体系对低渗透岩心的驱油效果较好,当岩心渗透率为 $11.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,水驱结束后注入0.5 PV强乳化复合表面活性剂驱油体系可使采收率继续提高20%以上。现场应用结果表明,H油田低渗区块实施强乳化复合表面活性剂驱油措施后,注入井压力有所升高,对应油井日产量从措施前的2.20 t升至5.41 t,平均含水率从措施前的89.2%降低至71.5%,达到了较好的增油效果。

**关键词:**低渗透油藏;复合表面活性剂;强乳化性能;界面活性;驱油效果

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.03.015

中图分类号:TE357

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



## 0 前言

目前,我国大多数的中高渗透油藏逐渐进入高含水开发阶段,低渗透、特低渗透以及致密油藏的勘探开发成为提高我国原油产量的重要研究方向。水驱开发依然是低渗透油藏最重要的一种开发方式,但由于低渗透储层天然存在着物性较差、微观非均质性较强、孔喉细小、贾敏效应以及毛细管效应较强等特点,致使水驱开发后储层中仍残存着大量的剩余油,水驱开发效率较低<sup>[1-3]</sup>。因此,研究如何提高低渗透油藏水驱开发后原油的采收率,具有十分重要的现实意义。

表面活性剂驱和聚合物驱作为最常用的三次

采油技术,在中高渗透油藏提高采收率方面的研究及应用已较为成熟,且取得了较好的研究成果<sup>[4-7]</sup>。然而由于低渗透油藏具有较强的微观非均质性,且孔喉尺寸较小,聚合物类高黏度驱油剂对此类油藏的注入性较差,无法有效提高水驱开发后的采收率<sup>[8-9]</sup>。表面活性剂具有较好的界面活性、润湿性能和洗油能力,在低渗透油藏提高采收率方面的应用前景比较广阔。以往针对表面活性剂提高采收率的研究大多从降低油水界面张力的方向着手,研究认为较低的油水界面张力能够有效降低原油的流动阻力,使其更易于从较小的孔隙中被驱出<sup>[10-13]</sup>。但对于低渗透储层而言,其水驱开发后的残余油主要是微观非均质性所引起的,驱油剂过低的界面张力会使水

\* 收稿日期:2022-02-15;修回日期:2022-03-31。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司科研项目“CO<sub>2</sub>捕集、驱油与埋存技术示范工程”(项目编号2016ZX05056)。

作者简介:易凡(1988—),男,工程师,阿伯丁大学石油天然气工程专业硕士(2012),从事油田提高采收率方面研究,通讯地址:710018 陕西省西安市雁塔区绿地国际生态城五湖名邸二期东区 105-2-1902, E-mail: fanfan45@sina.com。

驱过程中的窜流现象加重,影响表面活性剂的驱油效果。近年来,表面活性剂的乳化驱油机理受到越来越多的关注。表面活性剂乳化能力的强弱对提高低渗透油藏水驱开发后采收率的影响比较大。表面活性剂注入地层后通过乳化作用与原油形成具有一定粒径的乳状液,能够对较大孔隙喉道产生堵塞作用,起到调剖效果,使后续注入流体转向,提高驱油剂的微观波及效率<sup>[14-16]</sup>。表面活性剂具有较强的界面活性和洗油性能,保证驱油剂良好注入能力的同时,还能起到较好的微观洗油效果,进而大幅提高低渗透油藏水驱开发后的采收率<sup>[17-19]</sup>。因此,在低渗透油藏表面活性剂驱油过程中,不仅需要表面活性剂具有较好的界面活性,还需要提高其乳化能力。但是,单一的表面活性剂往往无法同时具备较好的乳化性能和界面活性,因此研究复合表面活性剂驱油体系成为一种趋势<sup>[20-21]</sup>。

本文以 H 油田低渗透储层为研究对象,将阴-非双子表面活性剂 GEY-2 和非离子表面活性剂 6501 进行复配,研制了一种适合低渗透油藏的强乳化复合表面活性剂驱油体系,室内评价了该体系的耐温性能、耐盐性能、抗吸附性能和驱油效果,并成功在 H 油田低渗区块现场进行了应用,为此类油藏水驱开发后提高采收率技术研究提供一定的借鉴。

## 1 实验部分

### 1.1 材料与仪器

阴-非双子表面活性剂 GEY-2(分子结构式见图 1),有效含量为 75%,实验室自制;阴离子型表面活性剂包括脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠 AES、 $\alpha$ -烯烴磺酸钠 AOS 和十二烷基苯磺酸钠 ABS,有效含量分别为 70%、60%、60%,天津红太阳化工有限公司;非离子型表面活性剂包括椰子油脂肪酸二乙醇酰胺 6501、脂肪醇聚氧乙烯醚 AEO、烷基酚聚氧乙烯醚 OP-10,有效含量分别为 90%、70%、75%,江苏省海安石油化工厂;两性离子型表面活性剂包括十二烷基二甲基甜菜碱 BS-12、月桂酰胺丙基甜菜碱 LAB-35、十四烷基羟丙基磺基甜菜碱 HSB-14,有效含量分别为 40%、35%、40%,济南麦丰化工有限公司。实验用水为模拟地层水,矿化度为 24 050 mg/L,主要离子质量浓度(单位 mg/L): $\text{Na}^+ + \text{K}^+ 9\ 238$ 、 $\text{Ca}^{2+} 39$ 、 $\text{Mg}^{2+} 32$ 、 $\text{HCO}_3^- 851$ 、 $\text{SO}_4^{2-} 31$ 、 $\text{Cl}^- 13\ 859$ ;实验用

原油为 H 油田原油,黏度为 2.64 mPa·s(地层温度 75 °C),密度为 0.852 g/cm<sup>3</sup>;实验岩心为天然岩心,取自目标区块不同储层段。

TX-500C 型旋转滴界面张力仪,上海金相环境科技有限公司;FM200 型高剪切分散乳化机,上海诺顶仪器设备有限公司;OLB-211B 型恒温振荡器,济南爱来宝仪器设备有限公司;HYK 岩心驱替实验装置,海安县石油科研仪器有限公司。

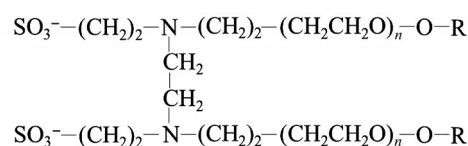


图 1 阴-非双子表面活性剂 GEY-2 的分子式

### 1.2 实验方法

#### (1) 油水界面张力测定

参照石油天然气行业标准 SY/T 5370—2018《表面及界面张力测定方法》中的旋转滴法,使用模拟地层水配制表面活性剂或复合驱油体系溶液,然后采用 TX-500C 型旋转滴界面张力仪在温度为 50 °C、转速为 6000 r/min 下测定溶液与储层原油之间的界面张力,取稳定值。

#### (2) 乳化实验

将不同类型的表面活性剂或者复合驱油体系溶液与储层原油按照 7:3 的体积比进行混合,然后将混合液装入高剪切分散乳化机中,在 75 °C、转速 300 r/min 下剪切 1 min,即制得混合均匀的乳状液。将乳状液装入带刻度的具塞量筒中,放置在 75 °C 恒温箱中,记录不同时间后析出水相的体积,按式(1)计算乳化水率,以此评价表面活性剂溶液或者复合驱油体系的乳化性能。

$$S = (V_0 - V_1) / V_0 \times 100\% \quad (1)$$

式中: $S$ —乳化水率,%; $V_0$ —初始水相总体积,mL; $V_1$ —析出水相的体积,mL。

#### (3) 抗吸附性能实验

将目标区块储层段天然岩心粉碎,过 100~120 目筛;然后将岩心粉末与强乳化复合表面活性剂驱油体系按照质量比 1:20 混合均匀后倒入锥形瓶中,密封后将其放入恒温振荡器中,在 75 °C 下振荡吸附反应 24 h;将锥形瓶取出后放置一定时间,待固液分离后取上层清液,测定油水界面张力和乳化性

能,即完成一次吸附实验。

使用上述吸附后的强乳化复合表面活性剂驱油体系重复上述步骤继续开展吸附实验,测定吸附不同次数后驱油体系的油水界面张力和乳化性能,以此评价强乳化复合表面活性剂驱油体系的抗吸附性能。

#### (4)驱油性能实验

使用不同渗透率的天然岩心评价了强乳化复合表面活性剂驱油体系的驱油效果。具体实验步骤为:(1)将天然岩心洗油、烘干并称重,然后饱和模拟地层水,计算岩心的孔隙体积;(2)以0.05 mL/min的注入速率将天然岩心饱和和储层原油,然后在储层温度(75 °C)下老化24 h,备用;(3)以0.5 mL/min的驱替流速进行水驱,直至岩心出口端采出液的含水率达到98%,计算水驱的采收率;(4)以0.5 mL/min的驱替流速注入0.5 PV的强乳化复合表面活性剂驱油体系,然后继续水驱至岩心出口端采出液的含水率达到98%,停止实验。计算最终采收率和注入强乳化复合表面活性剂驱油体系后采收率的提高值,并记录实验过程中不同阶段的驱替压力、采出液含水率和采收率值。

## 2 结果与讨论

### 2.1 强乳化复合表面活性剂驱油体系配方确定

#### 2.1.1 单一表面活性剂的界面活性

不同质量浓度的表面活性剂溶液与原油之间的界面张力见图2。由图2可知,随着表面活性剂质量浓度的不断增大,不同类型表面活性剂溶液与储层原油之间的界面张力均呈现出先迅速降低后逐渐趋于稳定的趋势。其中阴-非双子表面活性剂GEY-2的界面活性明显优于其他不同类型的表面活

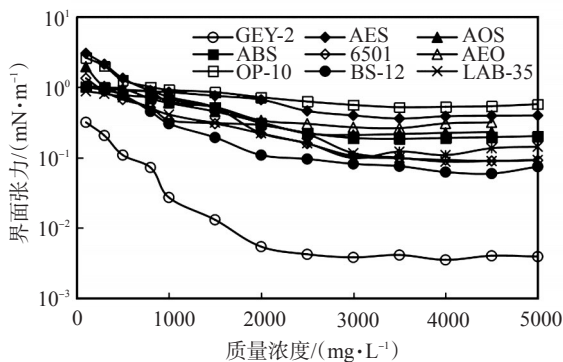


图2 不同质量浓度的表面活性剂溶液与原油间的界面张力

性剂,当GEY-2质量浓度为2000 mg/L时,油水界面张力即可降至0.0054 mN/m,达到 $10^{-3}$  mN/m的超低数量级,这说明GEY-2具有良好的界面活性,推荐其最佳加量为2000 mg/L。

#### 2.1.2 单一表面活性剂的乳化性能

质量浓度为2000 mg/L的不同类型表面活性剂溶液的乳化性能测试结果见图3。由图3可知,随着实验时间的延长,不同类型表面活性剂溶液与原油所形成的乳状液析出水体积不断增大,乳化水率均逐渐降低。在相同的实验条件下,由阴-非双子表面活性剂GEY-2、两性离子表面活性剂BS-12、LAB-35和HSB-14以及阴离子表面活性剂ABS和AOS所形成乳状液的乳化水率较低,乳化性能稍差;而非离子表面活性剂6501、AEO和OP-10以及阴离子表面活性剂AES所形成乳状液的乳化水率相对较高,乳化性能较好。非离子表面活性剂6501的乳化水率最高,乳化性能最好,乳状液在75 °C下放置10 min后的乳化水率仍能达到80%以上,放置100 min后乳化水率仍可达到50%以上,乳状液的外观表现为油水分离不明显,乳状液的稳定性较好。因此,为提高复合表面活性剂驱油体系的乳化性能,推荐选择非离子表面活性剂6501作为强乳化复合表面活性剂驱油体系的另一主要处理剂。

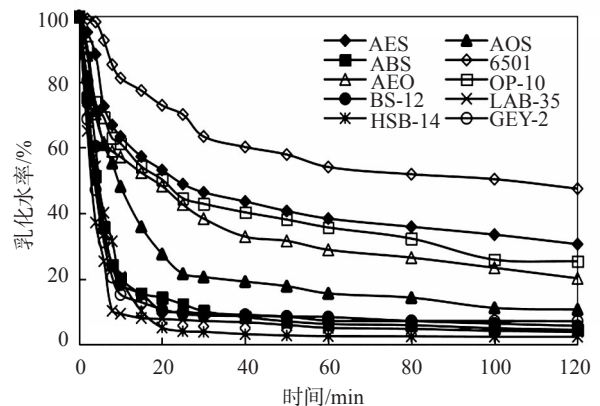


图3 不同类型表面活性剂的乳化性能

#### 2.1.3 强乳化复合表面活性剂驱油体系配方优选

将阴-非双子表面活性剂GEY-2和非离子表面活性剂6501进行复配,开展了强乳化复合驱油体系配方的优选实验。不同浓度复配体系的界面活性见表1。

表 1 不同复合驱油体系的界面活性

6501 加量/ ( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	不同 GEY-2 加量( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )下复合体系的界面张力/ ( $\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$ )			
	1000	1500	2000	2500
1000	0.035	0.016	0.0058	0.0051
2000	0.032	0.014	0.0039	0.0035
3000	0.019	0.015	0.0026	0.0031
4000	0.013	0.0098	0.0024	0.0019
5000	0.035	0.022	0.0038	0.0087

由表 1 可知,当阴-非双子表面活性剂 GEY-2 的质量浓度小于 2000  $\text{mg/L}$  时,随着复合体系中 6501 加量的不断变化,驱油体系与原油之间的界面张力值基本均处在  $10^{-2}$   $\text{mN/m}$  数量级范围内,无法达到  $10^{-3}$   $\text{mN/m}$  的超低数量级,而当阴-非双子表面活性剂 GEY-2 的质量浓度高于 2000  $\text{mg/L}$  时,复合体系中 6501 加量在 1000~5000  $\text{mg/L}$  之间均可以使驱油体系与原油之间的界面张力值达到  $10^{-3}$   $\text{mN/m}$  超低数量级。

固定阴-非双子表面活性剂 GEY-2 加量为 2000  $\text{mg/L}$ ,继续考察了不同 6501 加量的复合体系的乳化性能,结果见图 4。由图 4 可知,随着实验时间的延长,不同复合驱油体系的乳化水率均逐渐降低;在同一实验时间下,随着非离子表面活性剂 6501 加量的不断增大,乳化水率呈现出逐渐升高的趋势,当复合体系中 6501 加量达到 3000  $\text{mg/L}$  时,乳状液在 75  $^{\circ}\text{C}$  下放置 10 min 和 100 min 后的乳化水率仍能达到 90.2% 和 61.2%,乳状液的稳定性较强,乳化性能良好,再继续增大 6501 加量是乳化水率继续提升的幅度不大。因此,综合考虑复合体系的乳化性能

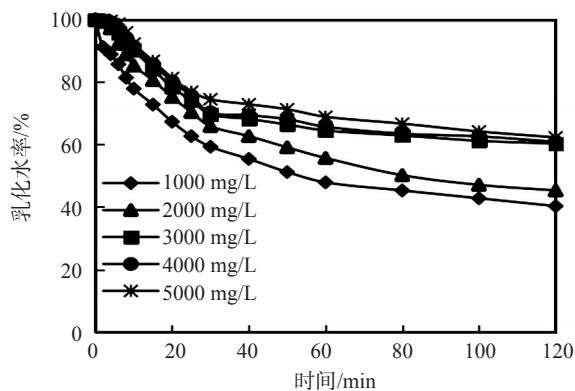


图 4 6501 加量对复合驱油体系乳化性能的影响

和经济成本等因素,选择非离子表面活性剂 6501 的最佳加量为 3000  $\text{mg/L}$ 。

综合上述实验结果,最终确定强乳化复合表面活性剂驱油体系配方为:2000  $\text{mg/L}$  阴-非双子表面活性剂 GEY-2+3000  $\text{mg/L}$  非离子表面活性剂 6501。

## 2.2 强乳化复合表面活性剂驱油体系的综合性能

### 2.2.1 耐温性能

在不同温度下,质量浓度为 2000  $\text{mg/L}$  的阴-非双子表面活性剂 GEY-2 溶液与原油间的界面张力见图 5,质量浓度为 3000  $\text{mg/L}$  的非离子表面活性剂 6501 溶液在放置不同时间后的乳化水率见表 2。由图 5 和表 2 可知,在 30~90  $^{\circ}\text{C}$  范围内,实验温度越高,阴-非双子表面活性剂 GEY-2 溶液与原油间的界面张力越低,界面活性越好,而非离子表面活性剂 6501 溶液的乳化水率则随着温度的升高而逐渐降低,但当温度达到 90  $^{\circ}\text{C}$  时,100 min 后的乳化水率仍能达到 30% 以上。说明阴-非双子表面活性剂 GEY-2 和非离子表面活性剂 6501 均具有良好的耐温性能。

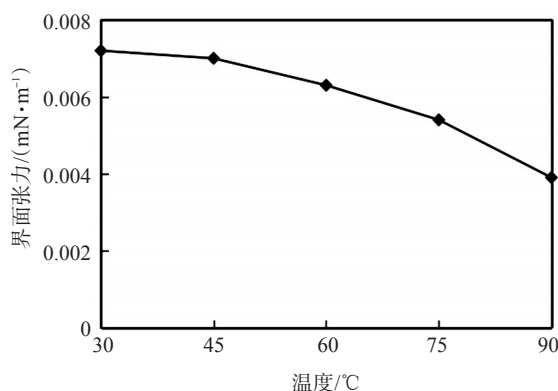


图 5 不同温度下 GEY-2 溶液与原油间的界面张力

表 2 不同温度下 6501 溶液的乳化性能

温度/ $^{\circ}\text{C}$	不同时间(min)下的乳化水率/%			
	10	100	200	300
30	95.6	81.2	52.3	41.3
45	91.2	78.3	45.8	34.1
60	88.7	67.5	30.6	23.5
75	85.3	42.4	18.7	10.7
90	71.9	30.1	12.8	6.2

表3为强乳化复合表面活性剂驱油体系耐温性能实验结果。可以看出,随着温度的不断升高,强乳化复合表面活性剂驱油体系与原油之间的界面张力值逐渐减小,乳化水率逐渐降低。另外,在相同的温度条件下,随着时间的延长,乳化水率逐渐降低。当温度为90℃时,油水界面张力为0.0022 mN/m,300 min时的乳化水率仍能达到20%以上,说明强乳化复合表面活性剂驱油体系具有良好的耐温性能,在较高的温度条件下仍能具有良好的界面活性和乳化性能。这是由于阴-非双子表面活性剂GEY-2和非离子表面活性剂6501均具有良好的耐温性能,并且两者的配伍性能较好,能够确保其在高温储层中保持良好的稳定性。

表3 强乳化复合表面活性剂驱油体系的耐温性能

温度/℃	界面张力/ (mN·m <sup>-1</sup> )	不同时间(min)下的乳化水率/%			
		10	100	200	300
30	0.0108	98.4	83.6	61.3	50.2
45	0.0097	93.5	80.1	60.1	47.6
60	0.0064	91.6	70.5	53.6	40.1
75	0.0041	90.2	61.2	40.3	31.5
90	0.0022	75.4	50.3	33.5	20.6

温度越高,表面活性剂分子之前的热运动相对越剧烈,处在油水界面上的表面活性剂分子解吸以及吸附的竞争关系进一步加强,使更多的表面活性剂分子溶解在水相中,从而一定程度上增强了表面活性剂的界面活性。另外,由于温度的升高会使乳状液之间的碰撞频率增加,增大了液滴的聚合速度,使乳状液的稳定性减弱,并且温度越高油水乳状液的界面膜黏度越小,降低了界面膜强度,使乳状液更易破乳。强乳化复合表面活性剂驱油体系中的非离子表面活性剂6501具有较强的乳化性能,其与原油形成的乳状液黏度较高,稳定性较强,虽然其溶解度容易受温度的影响而变化,但阴-非双子表面活性剂GEY-2的加入能够有效提高复合驱油体系的稳定性,进一步提升非离子表面活性剂6501的乳化能力,使油水乳状液在较高温度条件下仍能保持良好的稳定性。

### 2.2.2 耐盐性能

使用不同浓度的NaCl溶液配制的强乳化复合表面活性剂驱油体系与原油间的界面张力和乳化

性能见表4。由表4可知,随着NaCl浓度的不断增大,强乳化复合表面活性剂驱油体系的界面张力有所升高,乳化水率有所降低。当NaCl质量浓度达到100 g/L时,界面张力仍能达到10<sup>-3</sup> mN/m的超低数量级,而300 min时的乳化水率也可以达到15.7%,说明强乳化复合表面活性剂驱油体系具有良好的耐盐性能,在高矿化度环境下仍能保持良好的界面活性和乳化能力。由于水溶液中的盐含量越大,表面活性剂离子基团之间的电斥力越弱,导致其在水溶液中溶解度有所下降,使一部分表面活性剂分子从水中析出,使界面张力有所增大。强乳化复合表面活性剂驱油体系的阴-非双子表面活性剂GEY-2分子中同时含有多个疏水链和亲水链,能够保持良好的亲水性,不会在高浓度盐溶液中形成新相,使其具有良好的耐盐性能;并且非离子表面活性剂6501在水溶液中不会以离子形式存在,大大提高了其抗盐性能。

表4 强乳化复合表面活性剂驱油体系的耐盐性能

NaCl加量/ (g·L <sup>-1</sup> )	界面张力/ (mN·m <sup>-1</sup> )	不同时间(min)下的乳化水率/%			
		10	100	200	300
20	0.0048	91.8	65.9	50.4	41.9
40	0.0051	91.2	65.3	48.4	40.5
60	0.0067	90.6	64.1	46.8	35.3
80	0.0072	88.7	60.9	41.8	23.9
100	0.0098	80.4	53.5	30.9	15.7

### 2.2.3 抗吸附性能

强乳化复合表面活性剂驱油体系经多次吸附后,与原油间的界面张力和乳化性能见表5。由表5可知,随着吸附次数的不断增大,强乳化复合表面活性剂驱油体系与原油之间的界面张力值逐渐增大,乳化水率逐渐降低;但当吸附次数达到5次时,油水界面张力仍能达到10<sup>-3</sup> mN/m的超低数量级,10 min乳化水率仍可达80%以上,100 min乳化水率仍可达50%以上,说明该强乳化复合表面活性剂驱油体系具有良好的抗吸附性能。地层岩石矿物对驱油体系中的表面活性剂分子吸附量较小,在现场应用过程中能够有效节约表面活性剂的使用量。这主要是由于目标储层岩石矿物表面主要带负电荷,而阴-非双子表面活性剂GEY-2和非离子表面活性剂6501并不会电离出阳离子,表面活性

表 5 强乳化复合表面活性剂驱油体系的抗吸附性能

吸附次数	界面张力/ (mN·m <sup>-1</sup> )	乳化水率/%	
		10 min	100 min
0	0.0041	90.2	61.2
1	0.0049	89.1	59.3
2	0.0056	87.5	58.1
3	0.0071	85.1	56.2
4	0.0082	82.9	53.7
5	0.0095	80.6	51.8

剂分子与岩石表面的静电引力作用较弱,导致其吸附量较小。

#### 2.2.4 驱油性能

不同渗透率岩心的驱油效果见表 6, 3#岩心驱替过程中采收率、含水率以及压力随注入量的变化关系曲线见图 6。由表 6 可知,随着实验岩心渗透率的增大,水驱采收率逐渐升高,而注入 0.5 PV 的强乳化复合表面活性剂驱油体系后采收率提高幅度则呈现出先升高后降低的趋势,当岩心渗透率为  $1.65 \times 10^{-3} \sim 53.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,注复合表面活性剂驱油体系+后续水驱的采收率均达到 15% 以上,驱油效果较好,而当岩心渗透率达到  $102.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,注复合表面活性剂驱油体系+后续水驱的采收率只有 9.24%,驱油效果稍差。这说明强乳化复合表面活性剂驱油体系对低渗透岩心提高采收率的效果较好,而对中高渗透岩心提高采收率的效果稍差。相对于中高渗透储层而言,低渗透储层的微观非均质性更强,水驱油后由于微观非均质性导致的残余油占比较大,而孔喉型残余油占比相对较少。强乳化复合表面活性剂驱油体系注入低渗透储层后,会通过较强的乳化作用与滞留在孔隙中的原油反应生成乳状液,乳状液具有一定的调剖作用,会对部分孔隙喉道产生封堵作用,使后续液流转向,提高低渗储层的微观波及效率,进而大幅提高原油采收率。当岩心渗透率较高时,其孔隙尺寸则相对较为均一,微观非均质性相对较弱,水驱油后孔喉型残余油的占比相对较高,并且由于中高渗透储层孔隙尺寸较大,强乳化复合表面活性剂驱油体系与原油形成的乳状液无法产生有效的封堵作用,调剖效果不理想,因此,提高原油采收率的效果稍差。

表 6 强乳化复合表面活性剂驱油体系的驱油效果

岩心 编号	长度/ cm	直径/ cm	含油 饱和 度/%	渗透率/ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	采收率/%		
					水驱	注复合 驱油体系+ 后续水驱	最终
1#	7.1	2.5	61.8	1.65	38.61	15.87	54.48
2#	6.9	2.5	60.3	5.72	40.35	17.32	57.67
3#	7.4	2.5	59.7	11.38	41.67	20.97	62.64
4#	7.2	2.5	62.4	53.24	43.15	16.31	59.46
5#	7.0	2.5	64.3	102.45	45.38	9.24	54.62

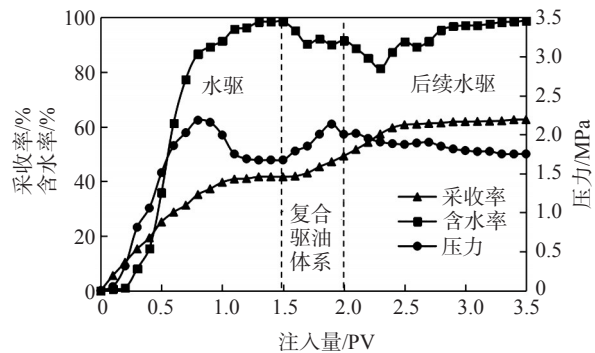


图 6 采收率、含水率以及压力随注入量的变化曲线(3#岩心)

由图 6 可知, 3#岩心(渗透率为  $11.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )水驱结束后,采收率、含水率和驱替压力基本趋于稳定状态;注入 0.5 PV 的强乳化复合表面活性剂驱油体系后,岩心出口端采出液的含水率明显降低,驱替压力和采收率均明显升高。这是由于强乳化复合表面活性剂驱油体系不仅均具有较好的界面活性,洗油效果较好,还能通过良好的乳化作用,对水驱油后残留在孔隙中的原油起到聚并和运移的效果,形成的乳状液还能够对岩心孔隙中较大的孔道产生封堵,改善流度比和吸液剖面,使驱替压力有所升高,采收率提升明显。后续水驱过程中,岩心采收率继续提升直至稳定,而驱替压力有所降低,含水率波动后逐渐趋于稳定,最终采收率可达 62.64%,注入强乳化复合表面活性剂驱油体系和后续水驱提高采收率幅度达到 20.97%,起到了良好的驱油效果。

### 2.3 现场应用效果

H 油田属于典型的低渗透油藏,储层段平均孔隙度为 13.18%,平均渗透率为  $16.29 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,储层温度最高可达  $75 \text{ }^\circ\text{C}$  左右,储层原油黏度在  $3 \text{ mPa}\cdot\text{s}$

左右, 区块内储层段各油层之间的连通性较好, 含油面积为  $3.79 \text{ km}^2$ , 可动用原油总储量达到  $416 \times 10^4 \text{ t}$ 。目标区块内共有注水井 28 口、采油井 152 口, 主要采用注水补充地层能量的方式进行开采, 随着注水开发时间的延长, 区块内大部分的采油井均出现了含水率上升、油量下降的情况, 油井综合含水率已达 80% 以上, 部分油井的含水率甚至达到了 95% 以上。近年来, 针对区块内采油井含水率升高、产油量降低的问题, 先后采取了多次表面活性剂驱提高采收率技术措施, 也取得了一定的增油效果, 但措施后大部分的油井含水率仍居高不下, 增油有效期也较短, 整体效果不太理想。

近期在 H 油田目标区块实施了强乳化复合表面活性剂驱油体系现场应用试验。按照室内研制的驱油体系配方, 共配制复合表面活性剂驱油体系溶液  $425 \text{ m}^3$ , 对区块内 4 口注入井开展了注入试验。注入强乳化复合表面活性剂驱油体系后, 注入井的压力有所升高, 达到设计注入量后, 对应采油井的含水率明显降低, 5 口油井平均含水率从措施前的 89.2% 降低至 71.5%, 日产油量明显升高, 施工有效率达到 100%, 5 口采油井的措施前后产油量对比结果见图 7。采取强乳化复合表面活性剂驱油措施后, 对应的 5 口采油井日产油量均显著升高, 平均产油量从措施前的  $2.20 \text{ t/d}$  升至  $5.41 \text{ t/d}$ , 日产油量提高了一倍多。强乳化复合表面活性剂驱油体系在低渗透油藏现场应用取得了良好的增油控水效果, 说明该复合驱油体系能够满足低渗透油藏长期水驱开发后继续提高采收率的需要, 具备在同类油藏中进一步推广应用的前景。

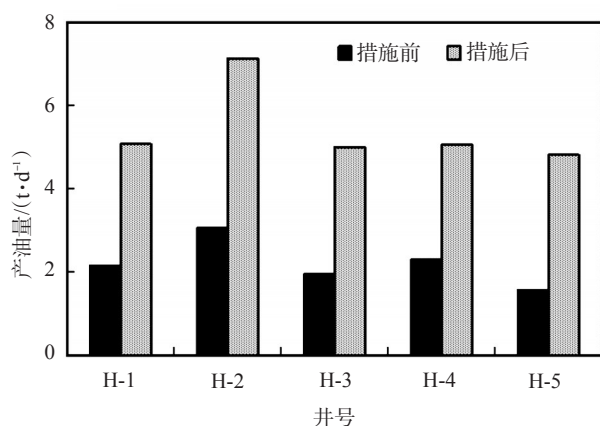


图7 采油井措施前后日产油量对比

### 3 结论

阴-非双子表面活性剂 GEY-2 具有良好的界面活性, 非离子表面活性剂 6501 具有较强的乳化能力, 将两者复配研制的一种配方为  $2000 \text{ mg/L}$  (GEY-2) +  $3000 \text{ mg/L}$  (6501) 的强乳化复合表面活性剂驱油体系, 具有良好的耐温性能、耐盐性能和抗吸附性能。

该体系对低渗岩心具有良好的驱油效果, 当岩心渗透率为  $11.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 水驱油结束后注入 0.5 PV 的驱油体系可使采收率继续提高 20% 以上。H 油田 5 口采油井实施强乳化复合表面活性剂驱油措施后, 日产油量显著提升, 提升一倍以上, 采出液含水率明显下降, 取得了较好的增油效果。

#### 参考文献:

- [1] 袁庆峰, 朱丽莉, 陆会民, 等. 水驱油田晚期开发特征及提高采收率主攻方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 34-40.
- [2] 康胜松, 肖前华, 高峰, 等. 特低渗油藏非稳态周期注水机理及应用[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(6): 768-772.
- [3] 倪军, 王成俊, 高怡文. 特低渗油藏表面活性剂驱潜力评价新模型[J]. 特种油气藏, 2018, 25(1): 68-72.
- [4] 韩培慧. 适合二类油层驱油用抗盐聚合物的制备与性能评价[J]. 油田化学, 2020, 37(4): 675-682.
- [5] 赵继勇, 熊维亮, 范伟, 等. 特低渗透油藏提高采收率驱油体系筛选及应用[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(6): 720-724.
- [6] 冯海顺. 低渗油藏基于阴-非双子表面活性剂的复配驱油体系研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
- [7] 史雪冬. 高渗和低渗强水窜油藏提高采收率技术适应性研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- [8] 刘淑霞. 大庆外围葡萄花油层聚合物驱提高采收率可行性研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2012, 31(3): 140-143.
- [9] 吴婷婷, 侯亚伟, 张绍辉, 等. 低渗透油层聚合物驱注入参数的确定[J]. 特种油气藏, 2009, 16(3): 59-61.
- [10] 郭宇. 耐温抗盐型复合表面活性剂驱油体系的合成及应用[J]. 断块油气田, 2018, 25(2): 258-261.
- [11] 张娟, 郑立伟, 赵立阳, 等. 三次采油用新型两性离子表面活性剂性能评价及应用[J]. 钻采工艺, 2020, 43(3): 90-93.
- [12] 吴伟. 特高温中低渗透油藏乳液表面活性剂驱提高采收率技术[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(2): 72-76.
- [13] 赵方剑. 特高温低渗透油藏乳液表面活性剂驱现场试验[J]. 特种油气藏, 2017, 24(6): 125-128.
- [14] 吴志伟. 表面活性剂的乳化性能和界面活性对低渗油藏采收率的影响[J]. 油田化学, 2017, 34(1): 119-125.

- [15] 董杰,岳湘安,孔彬,等.表面活性剂乳化能力差异对低渗油藏提高采收率的影响[J].石油与天然气化工,2018,47(2):80-84.
- [16] 崔鹏兴,胡占群,奥洋洋,等.乳化能力对低渗透油藏表面活性剂驱油效果的影响[J].西安石油大学学报(自然科学版),2019,34(1):83-88.
- [17] 田婧,朱友益,于朋,等.重烷基苯磺酸盐复配体系界面张力和乳化性能的评价[J].石油炼制与化工,2018,49(3):89-93.
- [18] 郭宏亮,张立萍,安继彬,等.界面张力及乳化效果对提高采收率的贡献[J].石油化工,2019,48(4):381-385.
- [19] 汪士凯,施雷庭,叶仲斌,等.化学乳化性能和界面活性对渗流特征影响差异[J].油田化学,2021,38(1):125-128.
- [20] 杨森,舒政,闫婷婷,等.超低界面张力强乳化复合驱油体系在低渗透油藏中的应用[J].断块油气田,2021,28(4):561-565.
- [21] 李杰瑞,王连刚,刘卫东,等.复合驱表面活性剂乳化研究现状[J].油田化学,2018,35(4):731-737.

### Study and Application of Strong Emulsion Composite Surfactant Flooding System

YI Fan<sup>1</sup>, CHEN Long<sup>2</sup>, SHI Tao<sup>2</sup>, YAO Huimin<sup>2</sup>

(1. Oilfield Development Division, Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China; 2. No.8 Oil Production Plant, Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, xi'an, Shaanxi 710018, P R of China)

**Abstract:** The emulsifying ability of surfactant has a great impact on improving the oil displacement effect after water flooding development of low-permeability reservoir. In order to enhance the emulsifying performance of surfactant oil displacement system and improve oil displacement efficiency, anion non Gemini surfactant GEY-2 with good interfacial activity and non-ionic surfactant 6501 with strong emulsifying ability were combined, a strong emulsion composite surfactant flooding system suitable for low permeability reservoir was developed, and its comprehensive performance was evaluated. The results showed that the strong emulsifying composite surfactant oil displacement system had good temperature resistance and salt resistance. Under the conditions of high temperature and high salinity, the oil displacement system composed of 2000 mg/L GEY-2 and 3000 mg/L 6501 could still maintain ultralow oil-water interfacial tension, being of  $10^{-3}$  mN/m. The emulsified water rate of the elusions, which was formed through combing the composite surfactant oil displacement system with the crude oil in volume ratio of 7:3, was 90.2% and 61.2% after placed at the temperature of 75 °C for 10 min and 100 min, respectively, which indicating the system had strong emulsifying property. The system had good anti-adsorption performance, which could reduce the waste of oil displacement agent and effectively ensure the oil displacement effect. The composite surfactant flooding system had a good oil displacement effect on low-permeability cores. When the core permeability was  $11.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , the oil recovery could be enhanced by more than 20% by injecting 0.5 PV strong emulsion composite surfactant flooding system after water flooding. The field application results showed that after the implementation of strong emulsion composite surfactant displacement measures in the low permeability block of H oilfield, the injection well pressure increased, the daily oil production of corresponding oil wells increased from 2.20 t to 5.41 t, and the average water cut decreased from 89.2% to 71.5%, which achieved a good oil increase effect.

**Keywords:** low permeability reservoir; composite surfactant; strong emulsifying property; interfacial activity; oil displacement effect