

文章编号:1000-4092(2022)03-474-06

# 原位微乳液表面活性剂驱替低渗高凝油的适应性\*

李 强<sup>1, 2</sup>, 丁名臣<sup>1</sup>, 张 星<sup>2</sup>, 吴寒超<sup>1</sup>, 陈利霞<sup>2</sup>, 王业飞<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580; 2. 胜利油田石油工程技术研究院, 山东 东营 257000)

**摘要:**针对高凝油注水开发效果差的问题,为了明确一种能与原油形成原位微乳液的高效表面活性剂IMS驱替高凝油的适应性,开展了表面活性剂-高凝油相互作用和单一表面活性剂、二元复合驱体系及泡沫驱油实验。研究表明,质量分数为0.1%的表面活性剂IMS可将界面张力降至 $0.6 \times 10^{-3}$  mN/m,所形成的微乳液优先增溶高凝油中的轻质组分,难以显著改变高凝油的析蜡点和凝固点。质量分数为0.1%~2.0%、用量为0.25~0.5 PV的表面活性剂IMS吞吐或驱替,原油采收率增幅在1.7%~12.3%,进一步焖井浸泡不能明显改善驱油效果。聚合物或泡沫的引入能够增强表面活性剂驱油能力,对应二元复合驱体系(1.0%表面活性剂+0.2%聚合物,0.5 PV)采收率增幅为18.4%,不同浓度表面活性剂泡沫驱(1.0%和0.3%,气液比2:1,起泡液0.5 PV)采收率增幅分别为17.3%和16.8%。但是二元复合驱的注入压力高,在低渗高凝油藏中存在堵塞风险,而泡沫体系驱的注入压力相对低,是提高采收率的较好方法。

**关键词:**低渗透率;高凝油;原位微乳液;表面活性剂;提高采收率

**文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.03.016

**中图分类号:**TE357.46

**开放科学(资源服务)标识码(OSID):**



## 0 前言

随着易采普通原油油藏进入高含水开发后期,一些低品位的低渗、高凝油藏逐渐开始动用。高凝油一般是指原油凝固点高于40℃,含蜡量大于10%的原油。高凝油的析蜡点和凝固点较高,在常规注水开发过程中,由于油层温度降低,原油会发生析蜡现象,导致流动性变差,水驱采收率降低<sup>[1-2]</sup>。例如,胜利淮北油田低渗高凝油油藏,1996年开始试验注水,截止2020年采出程度仅为12.3%。热采(注热水、蒸汽加热和注水井筒电磁加热等)、微生物驱、注气(CO<sub>2</sub>、减氧空气)等是当前高凝油提高采收率应用较多的方法,尤其是热采法取得了较好

的应用效果<sup>[3-8]</sup>。但是热采法往往成本较高,人们考虑将化学驱应用于高凝油提高采收率,发现聚合物和表面活性剂复合体系能够通过流度控制和超低界面张力洗油等机理,达到较好的高凝油驱替效果<sup>[9-10]</sup>。除了传统的超低界面张力洗油作用外,部分学者强调表面活性剂形成微乳液对高凝油的增溶作用。原位微乳液可增溶高凝油中的蜡质组分,降低原油凝固点。王伟琳等<sup>[11]</sup>将阴非离子表面活性剂与阳非离子表面活性剂复配,得到了一种能够在地下与原油形成原位微乳液的表面活性剂体系,发现胶束优先增溶原油中C<sub>18</sub>—C<sub>30</sub>的蜡质组分,具有降低高凝油凝固点、改善其流动性的潜力。难动用的原油可被增溶于微乳液中而采出,

\* 收稿日期:2021-07-07;修回日期:2021-11-30。

**基金项目:**中国石化重点科技攻关项目“低渗油藏化学剂的开发及应用”(项目编号210427),山东省自然科学基金项目“基于可控释放型自生泡沫的低渗油藏增能-调驱一体化提高采收率方法”(项目编号ZR201911080151)。

**作者简介:**李强(1978—),男,中国石油大学(华东)在读博士研究生(2016—),主要从事油层保护及油田化学药剂研发工作,E-mail:liqiang935.slyt@sinopec.com。王业飞(1968—),男,教授,本文通讯联系人,中国石油大学(华东)油气田开发工程博士(1998),主要从事油田化学及提高采收率研究,通讯地址:266580 山东省青岛市黄岛区长江西路66号中国石油大学(华东)石油工程学院,电话:0532-86981709,E-mail:wangyf@upc.edu.cn。

增溶参数可达23<sup>[11-14]</sup>。在较低的使用浓度下微乳液将油水界面张力降低至超低数量级,实现高效洗油。梁玉凯等<sup>[15]</sup>发现自发生成中相微乳液的洗油效率大于99%,且具有降压增注效果。殷代印等<sup>[16]</sup>直接用微乳液在低渗透岩心中进行驱油实验,在水驱基础上提高采收率7.41%。崔乐雨等<sup>[17]</sup>认为将微乳液与泡沫相结合是提高原油采收率的较好思路,但未提供实验证据。为了进一步明确这种能够在地下与原油形成原位微乳液的表面活性剂体系驱替高凝油的适应性,找到其最佳注入方式,针对滩北低渗高凝油油藏条件,开展了表面活性剂吞吐/驱替、二元复合体系和泡沫驱油实验,为类似高凝油藏化学驱油体系的设计与选择提供借鉴。

## 1 实验部分

### 1.1 材料与仪器

原位微乳液表面活性剂(IMS),为阴非离子表面活性剂和阳非离子表面活性剂的混合物,工业级,有效含量25%,临界胶束浓度为20 mg/L,胶束增溶参数为32,上海石油化工研究院;部分水解聚丙烯酰胺(HPAM),相对分子质量为 $500 \times 10^4 \sim 800 \times 10^4$ ,水解度21.0%,固含量89.5%;实验用水为模拟地层水,矿化度为50 975.9 mg/L,主要离子质量浓度(单位mg/L)为: $K^+ + Na^+$  18 655.1、 $Ca^{2+}$  848.9、 $Mg^{2+}$  282.9、 $Cl^-$  30 915.2、 $SO_4^{2-}$  36.6、 $HCO_3^-$  237.2;实验用油为胜利油田滩北高凝油,黏度为18.0 mPa·s(67.4 °C);氮气,青岛天源气体制造有限公司,纯度99.99%。填砂管模型,内径2.5 cm、长30.0 cm,渗透率等参数如表1所示,江苏研创石油科技有限公司。

Agilent 7890b-5977a型三重四级杆气质联用仪,美国安捷伦公司;MCR302型旋转流变仪,奥地利安东帕公司;TX-500C型界面张力仪,美国科诺工业有限公司。

### 1.2 实验方法

#### (1)原油的全烃组分分析

先配制质量分数为8%的表面活性剂溶液,然后将表面活性剂溶液和原油按照油水比1:1混合,在67.4 °C下掺混均匀形成微乳液,静置5 d后取增溶油和增溶后剩余油样本,利用色质联用仪分别分析初始原油、增溶油以及增溶后剩余油的全烃组成。

表1 岩心参数和驱油方式

岩心编号	渗透率/ ( $10^{-3} \mu m^2$ )	孔隙度/ %	含油饱和度/ %	驱油方式
1	15.6	15.1	36.8	表面活性剂吞吐
2	16.3	15.3	37.6	表面活性剂吞吐
3	17.2	16.0	39.6	表面活性剂吞吐
4	14.3	14.9	37.6	表面活性剂吞吐
5	15.8	15.6	35.5	表面活性剂驱替
6	14.8	15.3	36.5	表面活性剂驱替
7	17.5	15.8	38.0	聚合物驱替
8	15.6	15.0	35.6	二元复合驱替
9	15.7	15.2	35.8	泡沫驱替
10	16.2	15.8	38.1	泡沫驱替

#### (2)原油黏度测定

利用Brookfield旋转黏度计在温度39~89 °C、剪切速率7.34 s<sup>-1</sup>条件下测定初始原油和增溶后剩余油的黏度。

#### (3)界面张力测定

在67.4 °C下,采用TX-500C型界面张力仪测定质量分数为0.1%~0.3%的表面活性剂IMS溶液与原油间的界面张力。

#### (4)驱油实验

①表面活性剂吞吐实验。将饱和油后的岩心水驱至含水率98%以上,分别注入0.3 PV质量分数为0.1%、0.3%和0.5%的表面活性剂IMS溶液,然后反向注水至含水率达到98%以上,记录驱替过程中的产水量和产油量。

②表面活性剂驱替实验。将饱和油后的岩心水驱至含水率98%以上,再分别按照低浓度大段塞(1.0%, 0.5 PV)和高浓度小段塞(2.0%, 0.25 PV)两种方案注入表面活性剂溶液,然后继续正向注水,记录驱替过程中的产水量和产油量。

③辅助表面活性剂驱油实验。将饱和油后的岩心水驱至含水率98%以上,按照设计的聚合物(0.2%)、复合体系(0.2%聚合物+1.0%表面活性剂)和泡沫(氮气+1.0%表面活性剂同注,气液比2:1)分别开展填砂模型中的驱油实验,化学剂注入体积均为0.5 PV。

表面活性剂吞吐/驱替、二元复合体系和泡沫驱油实验均在温度67.4 °C下开展,流体注入速率均为0.5 mL/min。

## 2 结果与讨论

### 2.1 表面活性剂与原油相互作用

#### 2.1.1 增溶对原油的影响

将原位微乳液表面活性剂应用于高凝油驱替的目的之一是:通过表面活性剂胶束对高凝油中的蜡质增溶,降低原油的析蜡点和凝固点。部分表面活性剂胶束增溶原油的色谱分析结果表明,微乳液中的胶束会优先增溶高凝油中的蜡质组分<sup>[11]</sup>。为进一步验证和判断微乳液对高凝油性质的影响,分析了表面活性剂增溶前初始原油、增溶油和增溶剩余油的全烃组成,结果如图1所示。与初始原油相比,增溶到微乳液中的原油明显变轻, $C_{10}$ 、 $C_{13}$ 和 $C_{16}$ 含量增大,相对分子质量较大的 $C_{25}$ 和 $C_{26}$ 很少被增溶。这说明表面活性剂增溶作用可能会在一定程度上改善增溶原油的析蜡问题,但难以降低增溶剩余油的析蜡和凝固点。为了验证上述判断,考察了表面活性剂作用前后,初始原油、增溶油和增溶后剩余油的黏度随测试温度的变化,结果如图2所示。

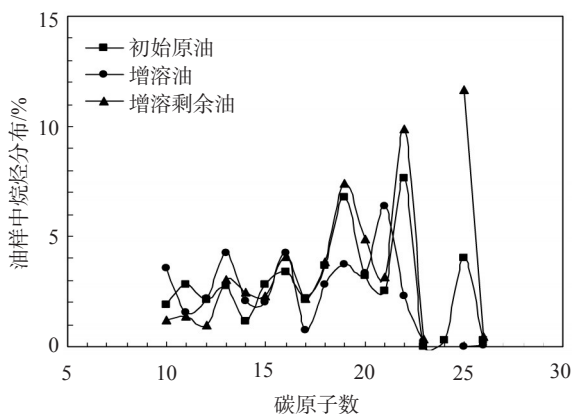


图1 表面活性剂作用前后原油的全烃组成

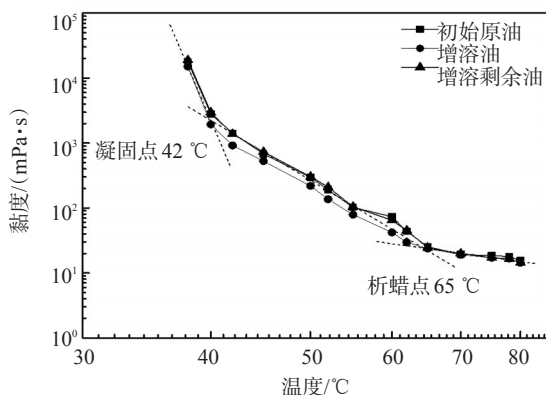


图2 表面活性剂作用前后原油的黏温曲线

由图2可见,对于初始原油,随着温度的降低,原油黏度表现出升高速率不同的3个区间:当温度高于 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,原油中的蜡质组分处于溶解状态,原油黏度随温度的降低仅略微增大;当温度低于 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,原油中蜡质逐渐析出,形成网络结构,导致黏度升高加快,原油黏度随温度的降低上升明显加快,该油样的析蜡点为 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。当温度进一步降至 $42\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以下时,原油黏度随温度的降低而急剧增大,逐渐凝固失去流动性,油样的凝固点在 $42\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。对比不同原油样本的黏-温曲线发现,在相同温度下,增溶原油的黏度较初始原油和增溶后剩余油略微减小,但是不同原油样本的析蜡点和凝固点差异较小。这说明选用的原位微乳液表面活性剂IMS对高凝油具有增溶作用,但是这种增溶作用很难显著改善高凝油的析蜡和凝固特性。

#### 2.1.2 界面张力

为了进一步确认表面活性剂与高凝油的界面特征,测试了不同质量分数表面活性剂与原油的界面张力,结果如图3所示。不同表面活性剂浓度下,随着测试时间的延长,油水界面张力均先显著降低后趋于稳定。表面活性剂质量分数为 $0.1\%$ 、 $0.3\%$ 和 $0.5\%$ 时,稳定油水界面张力分别为 $0.6\times 10^{-3}$ 、 $0.2\times 10^{-3}$ 和 $0.7\times 10^{-4}\text{ mN/m}$ 。这说明表面活性剂具有极高的界面活性,能够在较宽的浓度范围内与高凝油形成超低界面张力,具备提高洗油效率的潜力。

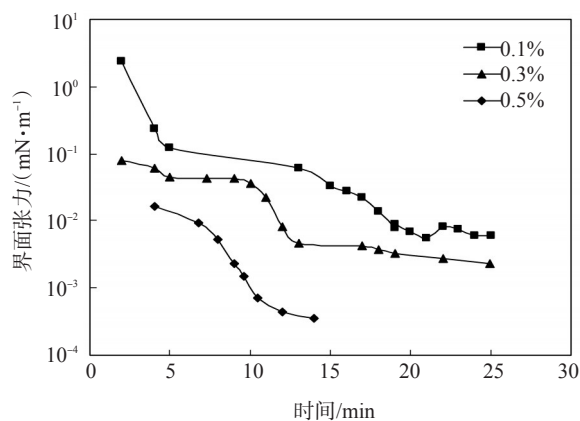


图3 不同浓度表面活性剂溶液与高凝油的界面张力

### 2.2 表面活性剂驱替高凝油

考虑到低渗高凝油藏中传统的聚合物或者复合驱油体系存在潜在的注入性问题,首先选择单一表面活性剂开展高凝油吞吐和驱替研究。



### 2.2.1 吞吐采收率

表面活性剂可以通过微乳液增溶和降低界面张力机理驱替高凝油,为了进一步判断其实际驱油效果,首先开展了不同浓度表面活性剂的吞吐驱油实验,结果如图4和表2所示。

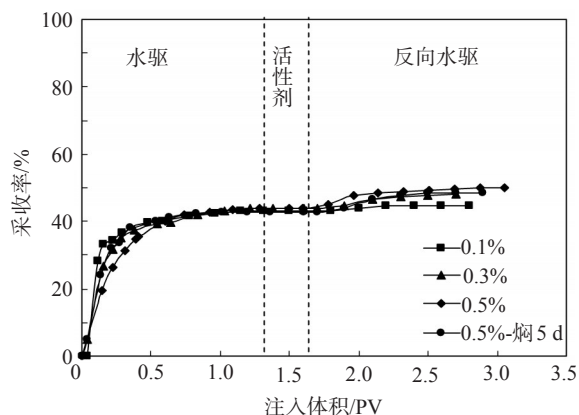


图4 不同浓度表面活性剂吞吐采收率随注入体积的变化

表2 不同浓度表面活性剂吞吐实验参数及采收率

岩心编号	体系/注入方式	化学剂用量/PV	采收率/%		
			水驱	化学驱	综合
1	0.1%表面活性剂/吞吐	0.3	43.1	1.7	44.8
2	0.3%表面活性剂/吞吐	0.3	43.8	4.3	48.0
3	0.5%表面活性剂/吞吐	0.3	44.0	6.0	50.0
4	0.5%表面活性剂/吞吐-焖5d	0.3	42.9	5.6	48.5

质量分数为0.1%、0.3%和0.5%的表面活性剂溶液吞吐,对应高凝油采收率增幅分别为1.7%、4.3%和6.0%。表面活性剂吞吐能够通过增溶和超低界面张力协同提高高凝油的采收率,但是提高幅度有限。考虑到表面活性剂与原油的接触和微乳液的形成需要一定的作用时间,设计了0.5%表面活性剂焖井吞吐实验,即注入表面活性剂溶液后关闭模型入口与出口阀门待焖5d后再进行反向注水,采收率增幅仅为5.6%。可见,焖井难以显著改善表面活性剂吞吐驱替高凝油的效果。

### 2.2.2 驱替采收率

为了进一步改善表面活性剂驱替高凝油效果:一方面,采用驱替的方式,在表面活性剂注入后进行正向后续注水,以增强表面活性剂与原油的接触;另一方面,增大表面活性剂浓度(1.0%和2.0%)和段塞尺寸(0.5 PV),强化表面活性剂的微乳液增

溶驱油机理,结果如图5和表3所示。

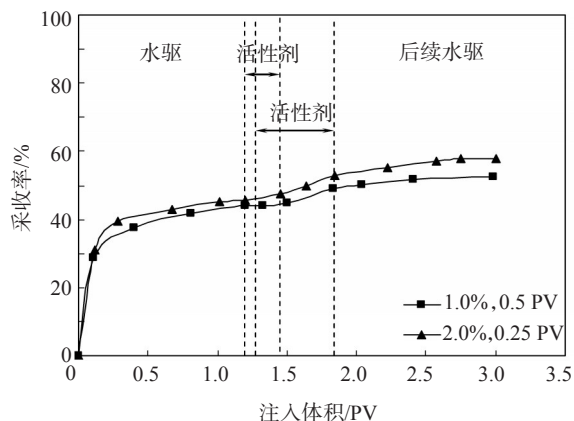


图5 表面活性剂溶液驱替采收率随注入体积的变化

表3 表面活性剂驱替实验参数及采收率

岩心编号	体系/注入方式	化学剂用量/PV	采收率/%		
			水驱	化学驱	综合
5	1.0%表面活性剂/驱替	0.50	44.0	8.5	52.5
6	2.0%表面活性剂/驱替	0.25	45.5	12.3	57.8

注入0.5 PV的质量分数为1.0%的表面活性剂驱替时,采收率增幅为8.5%,较注入0.3 PV的质量分数为0.5%的表面活性剂吞吐时的6.0%有所提高(图5),但是驱油经济性变差。进一步选择高浓度小段塞(2.0%,0.25 PV)的注入方式,增大表面活性剂段塞中形成的胶束数量,原油采收率增幅为12.3%,较低浓度大段塞(1.0%,0.50 PV)的驱油效果得到改善。高浓度小段塞的表面活性剂驱替,能够在一定程度上改善表面活性剂驱替高凝油效果,但是与常规油藏中传统复合驱<sup>[9-10]</sup>相比,采收率增幅相对较低。这说明尽管表面活性剂体系具有极高的界面活性,可以实现超低界面张力洗油和原位微乳液增溶原油的协同作用,但是其仍难以达到传统复合体系驱油效果。为了进一步改善表面活性剂驱油效果,以下利用低黏度聚合物和泡沫辅助辅助扩大波及体积。

### 2.3 聚合物与泡沫辅助表面活性剂驱替

单一表面活性剂吞吐/驱替能够提高高凝油的采收率,但增幅远低于普通原油复合驱。这是因为实验温度(67.4 °C)接近原油的析蜡点(65.0 °C),原油黏度(20.8 mPa·s)相对较高,单一表面活性剂增溶和超低界面张力驱油中,体系的流度控制能力不足。为了保证驱油体系在低渗高凝油藏中的注入

性,分别选用低黏度聚合物(6.3 mPa·s)辅助表面活性剂复合体系(0.2%聚合物+1.0%表面活性剂)和氮气-表面活性剂同注的泡沫体系(氮气+1.0%表面活性剂同注,气液比2:1)驱替高凝油,同时开展了单一低黏度聚合物驱作为对比,结果如图6和表4所示。

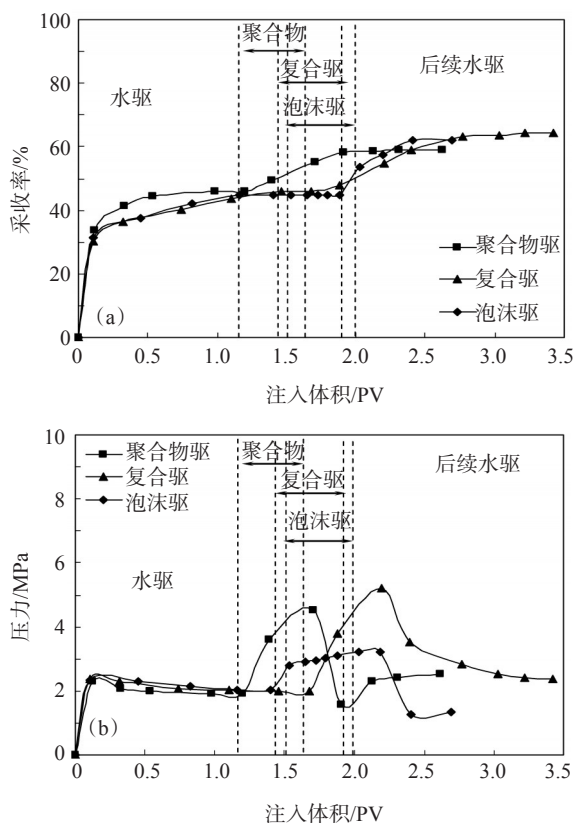


图6 不同体系驱替过程中采收率和压力随注入体积的变化

表4 聚合物和泡沫辅助表面活性剂驱油实验参数及采收率

岩心编号	体系/注入方式	化学剂用量/PV	采收率/%		
			水驱	化学驱	综合
7	0.2%聚合物/驱替	0.5	45.8	13.1	58.9
8	复合体系(0.2%聚合物+1.0%表面活性剂)/驱替	0.5	45.8	18.4	64.2
9	泡沫(氮气+1.0%表面活性剂同注,气液比2:1)/驱替	0.5	44.8	17.4	62.2
10	泡沫(氮气+0.3%表面活性剂同注,气液比2:1)/驱替	0.5	43.0	16.8	59.8

聚合物溶液浓度较低,黏度仅为6.3 mPa·s,可保证聚合物溶液的注入性,驱替原油采收率增幅为13.1%,高于表面活性剂吞吐和驱替的(1.7%~12.3%)。这说明对于处于析蜡状态的高凝高黏原油(黏度20.8 mPa·s),除表面活性剂的原位微乳液

增溶和超低界面张力性能外,化学驱体系较好的流量控制能力(扩大波及体积)也极为关键。将聚合物与表面活性剂复配使用,复合驱采收率增幅为18.4%,显著优于单一表面活性剂和聚合物驱。

为了克服低渗油藏聚合物注入存在的潜在注入性问题,选择泡沫辅助表面活性剂驱,其可在水驱基础上提高采收率17.4%,略低于复合驱的18.4%,但显著高于单一表面活性剂吞吐/驱替,说明泡沫的引入能够增强表面活性剂的驱油能力。为了进一步确定泡沫的存在,能否降低高凝油驱替对表面活性剂浓度的要求,开展了低浓度表面活性剂(0.3%)条件下的泡沫驱油,结果如图7所示。

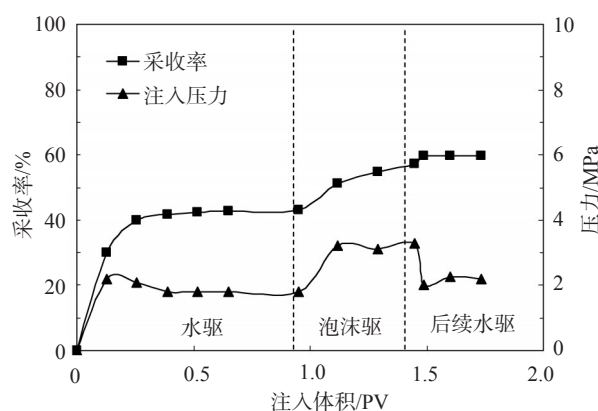


图7 泡沫辅助低浓度表面活性剂驱油动态

将泡沫体系中表面活性剂质量分数从1.0%降低至0.3%,高凝油泡沫驱采收率增幅从17.3%略微减小至16.8%。综合采收率增幅和药剂成本,低浓度表面活性剂泡沫体系仍具有较好的高凝油驱替潜力。

综上所述,复合驱采收率增幅较高,为18.4%,但是其化学剂用量大,注入压力相对较高(图6),注入压力从水驱稳定压力2.0 MPa升高到复合驱的5.2 MPa,最高阻力系数为2.6。泡沫辅助低浓度表面活性剂驱采收率增幅略低于前者,为16.8%,但是其化学剂用量小,注入压力相对较低(图7),注入压力从水驱稳定压力1.8 MPa升高至泡沫驱的3.3 MPa,最高折算阻力系数为1.8。泡沫辅助低浓度表面活性剂驱与复合驱相比,潜在的注入性风险低,是低渗高凝油藏化学驱提高采收率较好的注入方法。

### 3 结论

原位微乳液表面活性剂IMS溶液能与高凝油达到超低界面张力,形成微乳液增溶高凝油,但这

种增溶效应对高凝油的析蜡点和凝固点影响不明显。

单独表面活性剂IMS吞吐或者驱替,低渗高凝油采收率增幅在1.7%~12.3%,焖井5 d并不能进一步改善驱油效果。

聚合物或泡沫的引入均能显著增强表面活性剂IMS驱油能力,复合体系(0.2%聚合物+1.0%表面活性剂)和泡沫(氮气+1.0%、0.3%表面活性剂IMS溶液同注,气液比2:1)驱油采收率增幅分别为18.4%、17.4%、16.8%。前者化学剂用量大、注入压力高,在低渗油藏中存在潜在注入性问题;后者注入压力相对低,是低渗高凝油藏水驱后提高采收率的较好方法。

#### 参考文献:

- [1] 聂向荣. 高凝油油藏注水开发渗流特征[M]. 中国石化出版社, 北京, 2018.
- [2] 徐锋, 吴向红, 马凯, 等. 注水温度对高凝油油藏水驱油效率模拟研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(1): 113-118.
- [3] 陈涛平, 刘继军. 高凝油热水驱提高采收率实验[J]. 大庆石油学院学报, 2008, 3(4): 45-48.
- [4] 于学军. 沈95块中低渗高凝油油藏提高采收率方法研究[J]. 石油地质与工程, 2011, (S1): 1673-8217.
- [5] 温静, 肖传敏, 郭斐, 等. 高凝油油藏微生物驱提高采收率实

- 验研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(6): 127-132.
- [6] 张新征, 李薇, 郭睿, 等. 高凝油藏CO<sub>2</sub>开采方式优选室内实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(3): 110-120.
- [7] 陈凡云, 马文英, 邓文勤. 静安堡高凝油油藏采油技术[J]. 断块油气田, 2001, 8(6): 53-56.
- [8] 刘家林, 薛莹, 齐先有, 等. 沈84-安12块高凝油注水开发后期原油变化特征[J]. 特种油气藏, 2017, 24(4): 136-141.
- [9] 杨怀军, 张杰, 曹伟佳, 等. 聚/表二元体系流度控制作用对采收率的影响: 以大港孔南高凝高黏油藏为例[J]. 石油化工高等学校学报, 2016, 29(5): 83-88.
- [10] 曹伟佳. 孔南地区高凝油藏化学复合驱最佳流度[D]. 大庆: 东北石油大学, 2017.
- [11] 王伟琳, 李应成, 徐岩光, 等. 原位微乳液表面活性剂体系研制及在降压增注中的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(2): 116-122.
- [12] 周冰灵. 微乳液的制备及其驱油效果评价[D]. 大庆: 东北石油大学, 2016.
- [13] 黎锡瑜, 刘艳华, 安俊睿, 等. 原位微乳液驱微观驱油实验研究[J]. 油田化学, 2017, 34(1): 137-142.
- [14] 张永民, 牛金平, 李秋小. 壬基酚醚磺酸钠及其与重烷基苯磺酸钠复合物的耐盐性[J]. 油田化学, 2009, 26(1): 72-75.
- [15] 梁玉凯, 于晓聪, 袁辉, 等. 低渗透油藏自发生成中相微乳液洗油体系[J]. 油田化学, 2021, 38(54): 690-696.
- [16] 殷代印, 徐文博, 周亚洲. 低渗透油藏微乳液配方的优选及性能研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2017, 30(3): 20-25.
- [17] 崔乐雨, 李应成, 何秀娟, 等. 微乳液泡沫驱油技术原理、挑战和研究进展[J]. 精细化工, 2022, 39(1): 56-64.

### Adaptability of an In-situ Microemulsion Surfactant in Displacing the High-pour-point Oil from Low Permeability Reservoir

LI Qiang<sup>1,2</sup>, DING Mingchen<sup>1</sup>, ZHANG Xing<sup>2</sup>, WU Hanchao<sup>1</sup>, CHEN Lixia<sup>2</sup>, WANG Yefei<sup>1</sup>

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, P R of China; 2. Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257000, P R of China)

**Abstract:** In view of the poor development of high-pour-point oil by cold water injection, a high-efficiency surfactant that can form microemulsion with crude oil was used, and the adaptability of the surfactant for enhancing high-pour-point oil recovery was determined through analyzing the surfactant-oil interaction and high-pour-point oil displacements effect by single surfactant, the corresponding combination and foam systems. The results showed that the surfactant IMS with mass fraction of 0.1% could effectively reduce the oil-water interfacial tension to  $0.6 \times 10^{-3}$  mN/m. The obtained microemulsion could dissolve preferentially the light component of oil, which could not significantly reduce the wax-evolution point and freezing point of the high-pour-point oil. The oil recovery by surfactant huff-n-puff and displacing injection with concentrations of 0.1%—2.0% and utilizations of 0.25—0.5 PV was 1.7%—12.3%, and additional soaking operation could not further improve such oil recovery. The presence of polymer or foam in surfactant solutions could obviously enhance the oil displacement, and the oil recovery by the corresponding binary combination flooding system of 1.0% surfactant+0.2% polymer with the injection volume of 0.5 PV was 18.4%, while those of the surfactant foams with different surfactant concentrations of 1.0% and 0.3% when gas liquid ratio was 2:1 and the surfactant solution volume was 0.5 PV, were 17.3% and 16.8%, respectively. However, the binary combination flooding behaved a high injection pressure and had underlying injection problem in the low permeability reservoirs, while the foam system performed a relatively low injection pressure and could enhance oil recovery effectively.

**Keywords:** low permeability; high-pour-point oil; in-situ microemulsion; surfactant; enhanced oil recovery