文章编号:1000-4092(2019)04-700-06

乳化和界面张力特征对二元驱体系驱油效果的影响*

王 雨[1,2],吴永花[1,2],王华鹏[1,2],张珍珠[1,2],张玉敏[1,2]

(1.新疆砾岩油藏实验室,新疆 克拉玛依 834000;2.新疆油田实验检测研究院,新疆 克拉玛依834000)

摘要:为深入认识二元驱油体系乳化能力和界面张力对驱油效果的影响规律,评估了7类乳化指数介于0～0.38之间、与原油界面张力在10^{-3}～10 mN/m之间的二元复合驱油体系(a:0.3% KPS + 0.1% HPAM;b:0.5%司盘/0.5%吐温+0.1% HPAM;c:0.3% ZS + 0.1% HPAM;d:0.3%YC;e:0.3% HPS + 0.1% HPAM;f:0.3% SP + 0.1% HPAM;g:0.3%ZS + 0.1%HPAM + 0.4%Na_2CO_3)的动态乳化特性、动态界面张力与驱油效果的内在关联性。乳化特征分为5种类型:不乳化(体系f)、乳化反转(体系e)、前程乳化(a)、后程乳化(体系d)、全程乳化(体系b、c和g);界面张力特性分为7种类型:"L"型(体系a)、"—"型(体系b)、"浅碟"型(体系c)、"G"型(体系d)、"V"型(体系e)、"\"型(体系f)、"深碗"型(体系g)。岩心驱油实验表明:驱油剂的乳化能力愈强,则二次水驱后的采收率愈高。不乳化的"\"型体系(体系f)、全程乳化的"浅碟"型体系(体系c)、后程乳化的"G"型体系(体系d),二次水驱采收率分别为0.36%、4.25%和0%,体现了乳化对流度控制和界面张力对毛细管数效应的交织影响。通过对比聚合物驱和二元驱后的岩心剖面发现,二元驱后岩心中残余油分布呈"白斑"状,归因于不合理的段塞配置,使界面张力和乳化作用不足以抵消流度失控对采收率影响所致。在二元复合驱技术研究中,应优选具有超低界面张力和全程乳化能力的驱油体系,并重视驱油过程中的流度控制。图8表2参16

关键词:二元复合驱;动态乳化特性;全程乳化

中图分类号:TE357.46 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.04.025

无碱表面活性剂/聚合物二元复合驱(以下简称二元驱)技术是在解决碱/表面活性剂/聚合物三元驱(以下简称三元驱)对地层伤害大、产出液难处理等弊端的基础上发展起来的,是高含水油田有效开发的重要接替技术。矿场试验中发现,无论三元驱还是二元驱,在地层中均存在着不同程度的乳化现象[1-2]。目前普遍认为,油水界面张力越低的体系,越有利于降低毛管阻力,驱油效果也越好[3-5];乳化能力强的体系,能够起到扩大波及体积的作用,对提高采收率有积极作用[6-9]。然而,关于二元驱中乳化液的形成和作用机制,目前还存在着争议[10-12],如何筛选性能优异的驱油体系也没有统一的标准[13]。由于无碱二元驱矿场试验开展的相对较少,对二元驱中乳化与界面张力对采收率交织作用的研究报道甚少,加之二元驱技术还需从理论和实践上不断完善,笔者筛选了有典型乳化特性和界面张力特征的驱油体系,研究了不同驱油体系驱油结果存在差异的内在原因,为二元驱筛选性能优良的驱油体系配方提供指导。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

环烷基石油磺酸盐KPS,有效物含量40%,工业品,新疆克拉玛依金塔公司;石蜡基石油磺酸盐SP:有效物含量>50%,中国石油勘探开发研究院;渣油石油磺酸盐HPS:有效物含量大于45%,大庆华子龙公司提供;磺基甜菜碱ZS,有效物含量>50%,郑州核力科技公司;双子洗油剂YC:工业品,分子

* 收稿日期:2019-01-14;修回日期:2019-06-01。

作者简介:王雨(1968-),男,高级工程师,中国石油大学(北京)化学工程与技术专业博士(2007),主要从事胶体化学和提高采收率技术研究,通讯地址:834000新疆克拉玛依市准噶尔路29号实验检测研究院,E-mail:wy88@petrochina.com.cn。

结构式见图1，陕西海安公司；乳化剂司盘60、吐温60，化学纯，上海化学试剂厂；部分水解聚丙烯酰胺HPAM，相对分子质量2.5×10^7，固含量92.3%，水解度23.5%，北京恒聚化工集团有限公司。实验用原油：试验区井口脱水原油，含饱和烃67.2%、芳烃13.5%、胶质12.8%、沥青质5.2%，黏度13.0 mPa·s（40℃），酸值0.03 mg KOH/g油。配液用水：矿化度2708 mg/L，离子质量浓度（单位mg/L）：CO_3^{2-} 78，HCO_3^- 762.75，Cl^- 1063.59，SO_4^{2-} 114.1，Ca^{2+} 28.06，Mg^{2+} 19.30，Na^++K^+ 1023.27，pH为7.80；地层水：矿化度7566 mg/L，离子质量浓度（单位mg/L）：HCO_3^- 2454.88，Cl^- 3240.14，SO_4^{2-} 77.9，Ca^{2+} 62.92，Mg^{2+} 39.07，Na^++K^+ 2918.66，pH为7.37。人造砂岩方形岩心：长度30 cm、横截面20 cm^2，东北石油大学提供。

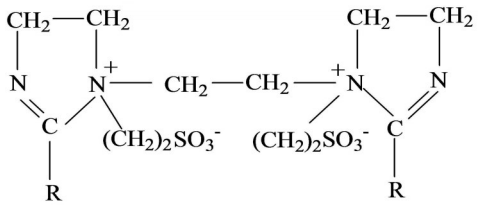


图1　双子驱油剂YC的分子结构

TX500C型界面张力仪，美国盛维公司；驱油装置，江苏海安石油仪器设备公司。

1.2　实验方法

1.2.1　驱油体系乳化指数和瞬时分水速率测定

参照文献[14]，将驱油体系和原油按油水体积比1∶1混合，预热10 min后上下振摇100次，然后置于40℃的恒温水浴中，记录不同时刻油层厚度和分水体积，然后对分水体积-分水时间曲线求导，得到瞬时分水速率。当6 h后油水体系基本达到平衡状态，由初始油相体积与6 h后的油相体积之差与初始油相体积之比计算乳化指数。

1.2.2　室内岩心驱油实验

具体实验步骤如下：将人造岩心模型抽真空，饱和地层水；饱和油；水驱至指定含水率；注入驱油剂体系；后续水驱到含水率98%。注入驱油体系前进行机械剪切，使其黏度与原油的黏度（40℃、地面条件下为13 mPa·s）相当。实验温度为40℃，注入速度为0.5 mL/min，主段塞注入量设计为0.5 PV，压力记录间隔为30 min，渗流速度和毛管数计算参照文献[15-16]。

2　结果与讨论

2.1　驱油体系的乳化能力

将10 mL的驱油体系（a：0.3% KPS + 0.1% HPAM；b：0.5%司盘/0.5%吐温+0.1% HPAM；c：0.3% ZS + 0.1% HPAM；d：0.3%YC；e：0.3% HPS + 0.1% HPAM；f：0.3% SP + 0.1% HPAM；g：0.3%ZS + 0.1%HPAM + 0.4%Na_2CO_3）分别与10 mL的原油混合乳化后，分水体积随分水时间变化见图2（a），对分水体积-分水时间曲线求导得到瞬时分水速率，具体见图2（b），不同驱油体系的乳化指数见表1。

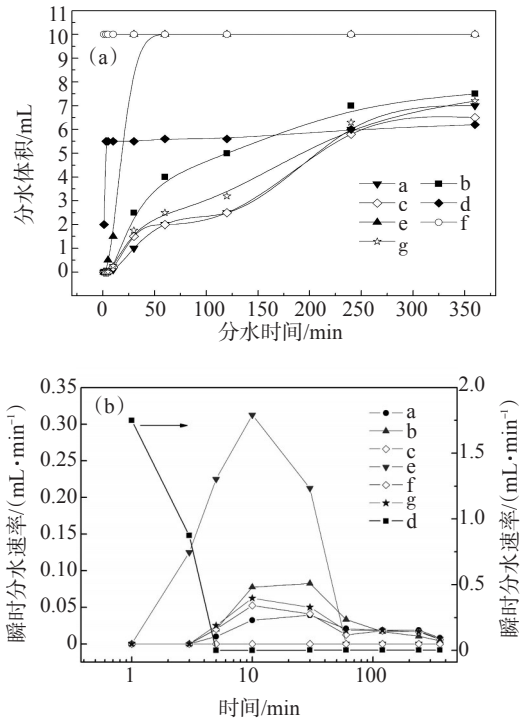


图2　不同驱油体系的分水实验结果

表1　不同驱油体系的乳液稳定性

体系	乳化指数
0.3% KPS + 0.1% HPAM（a）	0.30
0.5%司盘/0.5%吐温+0.1% HPAM(b)	0.25
0.3% ZS + 0.1% HPAM（c）	0.35
0.3%YC（d）	0.38
0.3%HPS + 0.1%HPAM（e）	0
0.3%SP + 0.1%HPAM（f）	0
0.3%ZS + 0.1%HPAM +0.4%Na_2CO_3（g）	0.28

根据表1和图2，7种驱油体系可分为五类乳化特性：不乳化、乳化反转、前程乳化、后程乳化、全程乳化。三种石油磺酸盐体系，由于生产石油磺酸盐的原料来源和添加的助剂不同，其乳化特性也不同。体系a（0.3% KPS + 0.1% HPAM）为前程乳化型，在油水混合前期乳化强度较高而后期的乳化强度降低。体系e（0.3%HPS + 0.1%HPAM）为乳化反转型，瞬时分水速率曲线出现最大值；体系f（0.3%SP + 0.1%HPAM）为不乳化型，瞬时分水速率曲线为一条平直线。SP是由石蜡基原料油合成而得，HPS是由渣油磺化而来，其中添加了烷醇酰胺类助剂，而KPS是由本地原料油合成，取之于油用之于油，其疏水链长度和试验区原油碳链长度最为匹配，因此其乳化能力要明显好于另外两种石油磺酸盐。

体系d（0.3%YC）最有特点，在30 min前，水相快速析出；在30 min后，水相体积保持不变。体系d的乳化指数为0.38，显示了其后程乳化的特点，这与双子表面活性剂YC分子内含有环状结构及结构对称有关。在合适的油水比下，其增溶乳化能力比常规的表面活性剂分子能力更强。

体系b（0.5%司盘/0.5%吐温+0.1% HPAM）、c（0.3% ZS + 0.1% HPAM）和g（0.3% ZS + 0.1% HPAM +0.4%Na_2CO_3）为全程乳化型，乳化作用体现在整个过程。以乳化剂构成的体系b，其乳化能力在预料之中。体系c和g体现了碱对甜菜碱体系乳化的影响：加入弱碱Na_2CO_3后，驱油体系的乳化指数从0.35降到0.28，原因在于两性甜菜碱存在最佳的pH值范围，弱碱Na_2CO_3的加入会导致分子内盐的构型不同，最终表现为不同的乳化能力。

2.2 驱油体系的界面活性

7种驱油体系与原油间的界面张力见图3。体系a（0.3% KPS + 0.1% HPAM）与原油间的初始界面张力较高，后快速下降至接近超低，属于“L”型；体系b（0.5%司盘/0.5%吐温+0.1% HPAM）与原油间的初始界面张力和平衡界面张力均较高，属于“—”型；体系c（0.3% ZS + 0.1% HPAM）与原油间的初始界面张力较低、平衡界面张力也低，属于“浅碟”型；体系d（0.3%YC）与原油间的界面张力，瞬间达到超低然后又快速反弹并保持在一较高平台值，属于“G”型；体系e（0.3%HPS + 0.1%HPAM）与原油间的初始界面张力较高，随后快速下降而后又逐渐升高，属于“V”型；体系f（0.3%SP + 0.1%HPAM）与原油间的初始界面张力较高，而后缓慢下降，属于“＼”型；体系g（0.3% ZS + 0.1% HPAM + 0.4% Na_2CO_3）与原油间的初始界面张力较低，随后快速下降至超低然后又逐渐升高，属于“深碗”型。

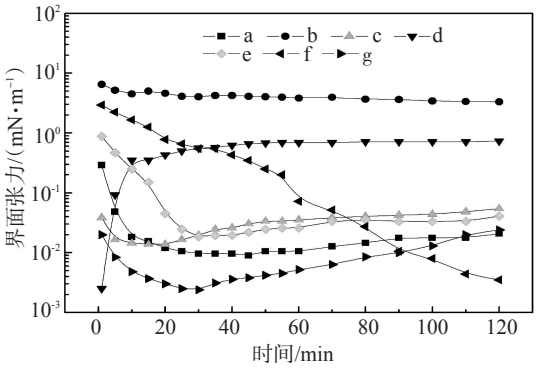


图3 不同驱油体系与原油间的界面张力随测试时间的变化

通常认为，驱油体系与原油间的界面张力越低越容易形成乳状液，但将上述研究的7种驱油体系的乳化特性和油水动态界面张力关联后发现，驱油剂的乳化特性与油水动态界面张力没有一致性。驱油体系的乳化能力大小主要与界面膜强度有关，界面张力越低的体系对应着表面活性剂分子在界面富集的程度较高，但不能和界面膜强度相对应。

2.3 驱油实验结果分析

2.3.1 驱油效果与界面张力和乳化的关联

分别采用上述7种驱油体系和一个聚合物对比体系h（0.09% HPAM）进行驱油实验，体系d（0.3% YC）和体系e（0.3% HPS + 0.1% HPAM）采用聚合物前置段塞（0.1 PV，0.1% HPAM）、表面活性剂段塞（0.5 PV）和聚合物后置段塞（0.1 PV，0.1% HPAM）的方式，其他6类体系则采用单段塞方式注入，注入量0.5 PV。驱油实验结果见表2。由表2可以看出，乳化程度高的体系，其总采收率一般比较高，驱油效果与初始界面张力和平衡界面张力之间也没有规律可循，因此不难理解关于界面张力对驱油效果影响问题存在着不同的观点[5, 6]。一般认为，毛细管数越大，提高采收率幅度越大。但从实验结果来看，毛细管数较低的体系b（0.5%司盘/0.5%吐温+0.1% HPAM），其采收率幅度并不低，说明对于与原油间具有高界面张力的驱油体系，按传统方法计算的毛管数不能真实反映其渗流特征，需要从乳化特性和流度控制等方面进一步去研究完善。

表2　不同特征驱油体系的驱油结果

驱油体系	乳化程度	界面张力/（mN·m^{-1}）	水测渗透率/μm^2	残余油饱和度/%	注剂驱采收率/%	总采收率提高值/%	渗流速度/（10^{-5} m·s^{-1}）	毛细管数
a	高	8×10^{-3}	0.4279	30.66	7.50	8.93	2.28	3.29×10^{-2}
b	高	3×10^{0}	0.3924	31.09	8.17	12.04	2.34	9.17×10^{-5}
c	高	5×10^{-2}	0.3773	34.50	9.05	13.31	4.39	1.03×10^{-2}
d	中	5×10^{-1}	0.4354	28.32	4.30	4.30	/	/
e	低	1×10^{-2}	0.4136	24.37	3.58	3.76	/	/
f	低	4×10^{-3}	0.4099	32.88	8.33	8.69	2.35	1.86×10^{-2}
g	中	1×10^{-2}	0.3867	28.22	8.99	11.21	2.14	1.81×10^{-2}
h	低	1×10^{1}	0.4651	32.32	7.62	8.25	2.14	2.01×10^{-5}

2.3.2　全程乳化对二次水驱采收率的影响

全程乳化、高界面张力型的体系b（0.5%司盘/0.5%吐温+0.1% HPAM）与原油间的界面张力高达3 mN/m，由于高乳化特性，注剂后二次水驱还能提高采收率3.87%，采收率提高总值为12.04%。全程乳化、低界面张力型的体系c（0.3% ZS + 0.1% HPAM）、g（0.3% ZS + 0.1% HPAM +0.4% Na_2CO_3）的驱油效果同样较高。为提高甜菜碱体系c的乳化效果，将注入速度加倍（1.0 mL/min），故其注剂采收率为9.05%，二次水驱后采收率又提高了4.25%，揭示了驱油体系全程乳化能力对采收率的巨大贡献。由于碱的存在降低了体系g的乳化能力，故二次水驱后其提高采收率幅度仅有2.22%。作为对比，注入不乳化、超低界面张力型的体系f（0.3% SP + 0.1% HPAM）后二次水驱采收率仅提高了0.36%。

2.3.3　后程乳化对二次水驱采收率的影响

为考察流度控制的作用，对后程乳化型体系d（0.3%YC）和乳化反转型体系e（0.3%HPS + 0.1% HPAM），先注0.1 PV的聚合物前置段塞（0.1% HPAM），再注0.5 PV的表面活性剂段塞，最后注入0.1 PV的聚合物保护段塞（0.1%HPAM），聚合物段塞的黏度和原油黏度相同。驱替过程中采收率、含水率和注入压力随注入体积变化情况见图4。虽然两个体系的界面张力差别较大，但两个实验的总采收率提高幅度都很小（4.30%和3.76%）。这表明单一的表面活性剂段塞流度控制力很差，驱油体系沿着阻力最小的主流线突破，这种情况下也不可能与原油充分接触而乳化，因此系统压力快速降低；二次水驱时，由于乳化作用使压降速率减缓，体系d的后程乳化使压降减缓更明显，但已错过增油的高峰期。这充分说明在二元驱中流度控制的重要性，从某种程度上说，为达到一定的采收率，采用流度控制的方法比降低界面张力来得更直接些。

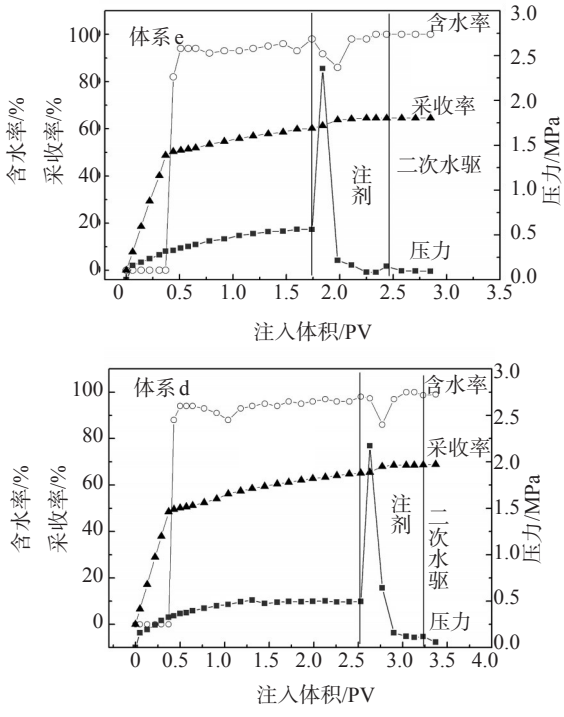


图4　体系d、e三段塞驱油过程的采收率、含水率和注入压力随注入体积的变化

2.3.4　前程乳化和流度控制对动态驱油效果的影响

前程乳化体系a（0.3% KPS + 0.1% HPAM）和不乳化体系h（0.09% HPAM）与原油间的界面张力分别为8×10^{-3} mN/m和10 mN/m，前者的乳化能力远大于后者。驱油实验中，这两种驱油体系注入体积均为0.5 PV，无前置聚合物段塞和后续聚合物保护

段塞，驱油过程中的采收率、含水率和注入压力随注入体积的变化见图5。从图5看出，注二元驱体系的初始阶段，在降低界面张力和前程乳化的共同作用下，压力快速上升，但由于缺少聚合物保护段塞，因此在注主段塞的中间时段，压力出现峰值，说明此时驱油体系已经开始突破，形成高渗主流线。在高渗通道内含油太少，二元复合驱体系的乳化作用得不到体现，乳化对压力的贡献不明显。在聚合物驱过程中，虽然界面张力较高，乳化能力较弱，但段塞均匀推进，流度控制较好，压力持续增加直至二次水驱开始。

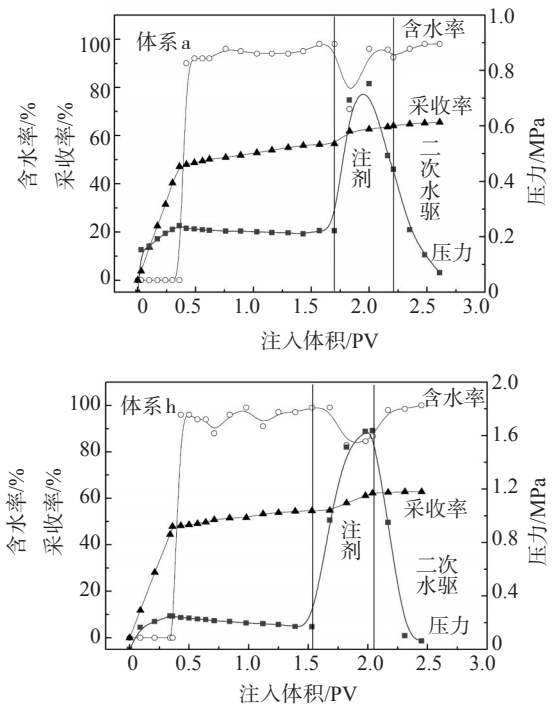


图5 二元驱(体系a)和聚合物驱(体系h)的驱油过程中采收率、含水率和注入压力随注入体积的变化

流度控制影响剩余油分布，孔吼处的油滴要么未被有效启动，要么启动运移后在岩心某处再次滞留，形成新的油斑。将二元驱体系和聚合物驱油体系驱替后的岩心纵切和横切，观察剩余油的分布情况。二元驱由于表面活性剂的清洗作用，使得岩心剖面局部呈“白斑”状，接近岩心出口端可看到明显的指进现象，而在距岩心入口2/3段，可观察到颜色较深的油斑，推测为驱油体系将油滴运移至此后又滞留所致。由于聚合物驱合理的流度控制，剩余油分布比较均匀，未观察到明显的指进和“白斑”现象。二元驱驱油过程出现上述现象，归因于表面活性剂通过降低界面张力和乳化作用启动油滴，表面活性剂波及到的地方清洗较干净，形成“白斑”。由于体系a是前程乳化体系，随着驱油体系在岩心中推进，其乳化能力降低，有可能使启动的油滴再次滞留。此外，一旦岩心中存在高渗通道时，驱油体系将沿着高渗通道快速突破，此时压力快速回落，界面张力和乳化作用不足以抵消整个体系的流度失控，造成采收率升幅不大。

3 结论

七种不同乳状液体系的乳化强度和界面张力之间没有直接的相关性，二元驱油体系的驱油效率是多因素综合作用的结果。不同乳化特性和界面张力特征的驱油体系，其驱油效果与体系特征有内在的关联：界面张力低、全程乳化强度高的甜菜碱驱油体系能显著提高水驱后的采收率；初始张力低、后程乳化强的双子驱油剂体系，缺少保护段塞的黏度保护，乳化作用不能体现。建议在二元驱中要重视驱油体系的乳化作用和整体流度控制，增加聚合物保护段塞，并筛选超低界面张力、全程乳化的驱油体系，将界面张力、乳化性和段塞合理配置，突破传统的超低界面张力限值的单一筛选指标。

参考文献：

[1] 程杰成，廖广志，杨振宇，等. 大庆油田三元复合驱矿场试验综述[J]. 大庆石油地质与开发，2001，20(2)：46-49.

[2] 杨凤华. 二元复合驱体系性能及微观驱油机理研究[J]. 石油地质与工程，2012，26(1)：107-108.

[3] BRYAN J，KANTZAS A. Enhanced heavy-oil recovery by alkali-surfactant flooding[C]. SPE 110738，2008.

[4] 程杰成，夏惠芬，马文国，等. 三元体系的界面特性对驱油效率的影响机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版)，2014，38(4)：162-168.

[5] 李华斌，陈中华. 界面张力特征对三元复合驱油效率影响的实验研究[J]. 石油学报，2006，27 (5)：96-98.

[6] 葛际江，王东方，张贵才，等. 稠油驱油体系乳化能力和界面张力对驱油效果的影响[J]. 石油学报(石油加工)，2009，25(5)：690-695.

[7] 李世军，杨振宇，宋考平，等. 三元复合驱中乳化作用对提高采收率的影响[J]. 石油学报，2003，24 (5)：71 - 73.

[8] 刘奕，张子涵，廖广志. 三元复合驱乳化作用对提高采收率影响研究[J]. 日用化学品科学，2000，12(S1)：124-127.

［9］ 王克亮，付恬恬，王翠翠，等. 三元复合体系在渗流过程中的乳化规律研究[J]. 油田化学，2013，30(1)：83–86.
［10］ 任朝华，张先超，尤万里，等. 乳化剂HC-5的性能及驱油效果[J]. 油田化学，2015，32(4)：554–558.
［11］ 侯军伟，芦志伟，焦秋菊，等. 新疆油田复合驱过程中的乳状液类型转变[J]. 油田化学，2016，33(1)：112–115.
［12］ 王雨，陈权生，林莉莉，等. 二元驱后应用活性聚合物进一步提高原油采收率[J]. 油田化学，2014，31(3)：414–418.
［13］ 栾和鑫，陈权生，陈静，等. 驱油体系乳化综合指数对提高采收率的影响[J]. 油田化学，2017，34(3)：528–531.
［14］ 骆小虎，林梅钦，吴肇亮. 等. 三元复合驱中原油乳化作用研究[J]. 精细化工，2003，20(12)：731–741.
［15］ 孙艳宇，王娜. 毛管数对甜菜碱表面活性剂驱油效率的影响研究[J]. 云南化工，2017，44(7)：25–27.
［16］ 吕平. 驱油效率影响因素的试验研究[J]. 石油勘探与开发，1985(4)：54–59.

Effect of Emulsifying Feature and Interfacial Tension Characteristic on Displacement Efficiency of Binary Compound Flooding System

WANG Yu[1,2], WU Yonghua[1,2], WANG Huapeng[1,2], ZHANG Zhenzhu[1,2], ZHANG Yumin[1,2]
(*1. Xinjiang Laboratory of Petroleum Reserve in Conglomerate, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. Research Institute of Experiment and Detection, Xinjiang Oil Field Company, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China*)

Abstract: In order to deeply understand the influence law of emulsifying ability and interfacial tension on oil displacement effect of binary oil displacement system, seven systems, including 0.3% KPS + 0.1% HPAM(a), 0.5%Span/0.5%Twain+0.1% HPAM(b), 0.3% ZS + 0.1% HPAM(c), 0.3%YC(d), 0.3% HPS + 0.1% HPAM(e), 0.3% SP + 0.1% HPAM(f), 0.3%ZS + 0.1%HPAM + 0.4%Na_2CO_3(g), were selected for researching on the internal correlation between dynamic emulsification characteristics, dynamic interfacial tension and oil displacement effect. Water-separating test and interfacial tension measurement showed that emulsification index was in range of 0 to 0.38, the interfacial tension was in range of 10^{-3}—10 mN/m. The emulsification characteristics of these system could be divided into five types: "non-emulsification"(system f), "emulsification reversal"(system e), "former-process emulsification"(system a), "rear-process emulsification"(system d) and "whole-process emulsification"(system b, c and g), interfacial tension peculiarity was divided into 7 types: "L" type (system a), "—" type (system b), "shallow dish" type (system c), "G" type (system d), "V" type (system e), "\" type (system f), "deep bowl" type (system g). Core displacement test revealed that the stronger of emulsifying ability was, the higher recovery efficiency of the secondary water flooding had. For "\" system f with "non-emulsification", "shallow dish" system c with "whole-process emulsion" and "G"system d with "rear-process emulsion", the secondary water flooding recovery was 0.36%, 4.25%, 0%, respectively, that due to the interlaced action of the emulsify on mobility control and interfacial tension on capillary number effect. In addition, by compared the residual oil distribution after polymer and the binary compound flooding, uneven distribution of residual oil after binary flooding was found and "white spot" was prone to form because of unreasonable slug collocated, so the interfacial tension and the emulsification was not enough to offset the out of control mobility. Therefore, the displacement system with ultra-low interfacial tension and whole-process emulsion capacity should be preferred to and the fluidity control should be intensified in binary compound flooding technology.

Keywords: *binary compound flooding*; *dynamic emulsifying feature*; *whole-process emulsion*