

文章编号: 1006-396X(2010)03-0017-04

# 岩心多孔介质中三元/二元复合驱比较

张立娟, 岳湘安

(中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 北京 102249)

**摘要:** 通过均质长岩心流动实验和非均质岩心驱替实验, 得到了化学复合驱中一类 ASP 三元复合体系(碱/表面活性剂/聚合物)和一类 SP 二元复合体系(表面活性剂/聚合物)在多孔介质中的阻力系数、粘度、界面张力和驱油效果。结果表明, 在地面条件下界面张力和粘度相近的 ASP 三元体系和 SP 二元体系, 随着在岩心中运移距离的增加, 两种体系的界面张力均大幅上升, 由  $10^{-3}$  mN/m 升高至  $10^{-1} \sim 10^2$  mN/m, 并稳定在 1 mN/m 左右。ASP 三元体系的界面活性受碱浓度和表面活性剂浓度的双重影响, 其界面张力值变化幅度较大。碱对减少聚合物在岩心中的粘度损失影响较大, ASP 三元体系与 SP 二元体系相比, 在岩心深部具有较高的粘度保留率和阻力系数值。本实验条件下, 利用 ASP 三元体系改善非均质岩心的驱油效果比 SP 二元体系更有优势, 在含水率为 70% 时, 注入 ASP 三元体系段塞 0.4~0.6PV, 其化学驱采收率平均高于 SP 二元体系 5%~7%。

**关键词:** 化学复合驱; 界面张力; 粘度

**中图分类号:** T E312

**文献标识码:** A

**doi:** 10.3696/j.issn.1006-396X.2010.03.004

## Comparison Between the Binary/Tertiary Compound Systems Flooding in Cores

ZHANG Li-juan, YUE Xiang-an

(Ministry of Education Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University  
of Petroleum, Beijing 102249, P. R. China)

Received 29 March 2010; revised 15 May 2010; accepted 4 June 2010

**Abstract:** Using long core flow and heterogeneous core flood experiments, dynamical resistance coefficient, distribution of viscosity and interfacial tension in flow direction and displacement effects, were given about the tertiary system of alkali/surfactant/polymer (ASP) and the binary system (SP). The results show that as the migration distance increases, the interfacial tension of effluent goes up, rising from  $10^{-3}$  mN/m to  $10^{-1} \sim 10^2$  mN/m, and stabilizes at about 1 mN/m, and both have similar viscosity and interfacial tension before injection. Due to the effects of alkaline and surfactant concentration on interfacial activity of ASP tertiary system, its interfacial tension changes greatly. Alkaline favors the less viscosity loss of ASP tertiary system, thus it has higher viscosity retention and flow resistance coefficient. Under the experimental condition, ASP tertiary system is superior to SP binary system in improving displacement effects. In heterogeneous core's flooding experiments, an average 5%~7% recovery of ASP tertiary system is higher than that of SP binary system with an injection plug of 0.4~0.6PV at 70% water-cut.

**Key words:** Chemical compound flooding; Interfacial tension; Viscosity

Corresponding author. Tel.: +86-10-89733552; fax: +86-10-89734612; e-mail: Zhangljbj2001@126.com

关于化学驱油技术, 驱油体系的配方组成是决定其驱油效果的关键因素, 其配方筛选主要依据是地面条件下的界面张力和粘度<sup>[1-5]</sup>。实际上, 驱油

体系注入到地层后, 受剪切、吸附、滞留及地层水稀释等作用, 化学剂的驱油性能在油藏流动方向上是变化的<sup>[6]</sup>。Maia A M S 等<sup>[7]</sup>基于对常规聚丙烯酰胺及疏水改性聚丙烯酰胺通过长 8.5 cm 岩心后采出液的浓度及阻力系数的测定结果, 指出疏水改性聚丙烯酰胺比常规聚丙烯酰胺具有较强的扩大波效率及降低岩心渗透率的能力。笔者曾在聚丙烯酰胺

收稿日期: 2010-03-29

作者简介: 张立娟(1977-), 女, 黑龙江肇州县, 讲师, 博士。

基金项目: 国家自然科学基金项目(50804051); 国家重点基础研究发展计划(973计划)资助(2005CB221300)。

溶液在多测点岩心流动实验中发现聚丙烯酰胺分子质量、浓度及岩心渗透率等因素对其在岩心中的实际粘度具有较大的影响<sup>[8]</sup>。为了进一步分析地面条件下与地下运移条件下化学复合体系驱油性能上的差异性 & 更为客观地反映 ASP 三元复合体系和 SP 二元复合体系在油藏中的驱油性能, 本文利用地面条件下界面张力和粘度相近的驱油体系, 使其通过长岩心, 测得两种复合体系在运移方向上粘度、界面张力和阻力系数动态。以此为依据, 给出了两者在非均质岩心中驱油效果上差异性的主要原因。

## 1 实验部分

### 1.1 实验装置与仪器

SVT20 型视频旋滴界面张力仪 (德国 Dataphysics 公司); DCAT21 型表面张力及接触角测定仪 (德国 Dataphysics 公司); 生物显微镜 (德国 Zeiss 公司); 压力采集系统 (北京昆仑通态自动化软件科技有限公司); 2PB00C 型平流泵 (北京卫星制造厂); RS-600 型流变仪 (德国 Haake 公司); 岩心夹持器 (规格为  $\phi 2.5 \text{ cm} \times 100 \text{ cm}$ ,  $4.5 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm} \times 30 \text{ cm}$  江苏海安石油仪器公司); 恒温箱; 高压中间容器; AR1530/C 电子天平 (美国 OHAUS 公司, 分辨率 0.001 g); Dwy-1 型多功能原油脱水试验仪; 磁力搅拌器; 手动高压计量泵以及其它常规玻璃器皿等。

### 1.2 实验材料

二元体系: 表面活性剂 Yc-1, 活性物质质量分数为 55%, 由大庆油田提供, 配制质量分数为 0.1%; 聚合物为部分水解聚丙烯酰胺 (HPAM), 大庆助剂厂生产, 相对分子质量  $1.2 \times 10^8 \sim 1.6 \times 10^8$ , 质量浓度为 1 200 mg/L。

三元体系: 表面活性剂 Sy-1, 活性物质质量分数为 50%, 由大庆油田提供, 配制质量分数为 0.15%;  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , 分析纯, 配制质量分数为 0.6%; 所用聚合物同二元体系。实验用水为大庆地层水 (采油井井口采出水) 和注入清水模拟水, 矿化度分别为 5 545 mg/L 和 260 mg/L; 实验用油为大庆模拟油 (45 °C, 粘度为 41 mPa·s); 渗流实验所用岩心为地质露头砂均质人造岩心, 其基本参数见表 1。驱油实验用岩心为三层非均质岩心, 上、中、下渗透率分别为 150, 250, 400 mD。

### 1.3 实验条件

实验温度: 模拟大庆油田平均油层温度 (45 °C);

注入速度: 模拟现场线性注入速度 (1 m/d)。

### 1.4 实验方法与步骤

长岩心流动实验的步骤:

- (1) 模型抽空、饱和水, 计算孔隙体积 (PV);
- (2) 45 °C 下恒温 12 h 后, 地层水测渗透率;
- (3) 以 0.35 mL/min 的泵速 (地层平均流速 1 m/d) 注入二元/三元体系, 记录各测压点处的压力, 并保证环压始终高于注入压力 2.0~2.5 MPa, 计算沿程各区段阻力系数的分布;
- (4) 当注体系压力达到稳定时, 在沿程和出口取样口接样, 测量样品粘度及样品/原油的界面张力。

表 1 岩心基本参数

Table 1 Core parameters

编号	直径/cm	长度/cm	液测渗透率/mD	孔隙度/%	驱油剂类型
D-1	2.52	84.40	219.60	26.23	ASP 三元
D-2	2.53	72.50	318.23	20.98	SP 二元

非均质岩心驱油实验的步骤:

- (1) 模型抽空、饱和水, 计算孔隙体积 (PV);
- (2) 45 °C 下恒温 12 h 后, 地层水测渗透率;
- (3) 饱和油至束缚水饱和度, 计算原始含油饱和度;
- (4) 水驱至含水率达到 70%, 计算水驱采收率;
- (5) 分别注入 0.4PV、0.5PV、0.6PV 二元或三元体系段塞, 后续水驱油至出口含水率 100%, 计算化学驱采收率和总采收率。

## 2 结果与讨论

### 2.1 在岩心运移方向上体系粘度的变化

在注入岩心前, ASP 三元体系的粘度为 61.44 mPa·s ( $7.34 \text{ s}^{-1}$ ), 略低于 SP 二元体系的粘度 62.32 mPa·s ( $7.34 \text{ s}^{-1}$ )。这是因为 ASP 三体系中碱的存在, 引入了  $\text{Na}^+$ , 增加了体系的矿化度, 而较高的矿化度不利于部分水解聚丙烯酰胺分子链的伸展, 因此, 粘度有一定程度上的降低。总体上, ASP 三体系中碱的浓度不高, 两种体系在注入前的粘度相近。

图 1 所示两种体系在岩心流动方向上的粘度和粘度损失率的变化。由图 1 可知, 两种体系在岩心中的实际粘度与注入岩心前相比, 有很大程度的损失。体系粘度随着运移距离的增加而降低, 直至到达岩心深部 (距入口 60 cm 左右) 时, 粘度下降才达到某一稳定值。这一方面说明, 体系注入到油藏后,

剪切、滞留和吸附等作用会随运移距离的增加而加大;另一方面说明,当运移距离达到一定值后,粘度及其损失率达到稳定。此外,从图1中还可以看出,SP二元体系与ASP三元体系相比,在岩心的运移过程中,粘度更低,粘度损失率更大。在岩心的中部(即距注入端47~48 cm),ASP三元体系和SP二元体系的粘度分别为9.88、2.70 mPa·s;粘度损失率分别为83.92%和95.67%。这是因为碱在岩石和粘土表面吸附及OH<sup>-</sup>对聚合物分子的静电排斥作用,从而大大降低了岩石和粘土表面对聚合物吸附和滞留损失。

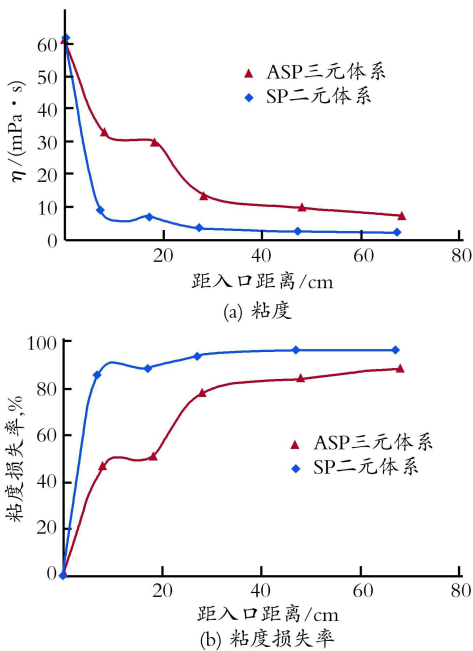


Fig. 1 Viscosity and its loss rate of tertiary/binary compound along flow direction

图1 三元/二元体系在岩心中粘度和粘度损失率

## 2.2 阻力系数动态及沿程变化

图2给出了三元/二元体系在岩心中阻力系数的动态及沿程变化。如图2(a)所示,对于ASP三元体系,随着注入量的增加,在注入端附近,即距注入端小于28 cm,阻力系数不断升高,并达到平稳,稳定值约为90;而对于距注入端较远的位置(28~48 cm),阻力系数随注入量的增加先增加,后减少,当注入量达到3.5PV时,阻力系数继续增大并在注入5PV时逐渐稳定,稳定值约为60;对于距注入端更远的位置(48~84.4 cm),阻力系数随注入PV数的变化相对缓慢,当注入量达到2PV以上,阻力系数稳定,稳定的阻力系数介于5~15。由此可知,随着ASP三元体系向岩心深部的运移,流度控制能力逐渐降低。对于SP二元体系,如图2(b)所示,随着注入量的增加,在注入量2.5PV基本达到稳定,在岩心的上游(距入口0~47 cm),阻力系数较高,稳

定时平均阻力系数介于40~75。但在岩心的下游(距入口47~72.5 cm),阻力系数相对较低,稳定时平均阻力系数介于2~4。

显然,尽管ASP三元体系和SP二元体系在岩心运移方向上阻力动态基本一致,但是,由于碱的存在减少了聚合物的粘度损失,因此,前者在油藏深部流度控制能力明显强于后者。

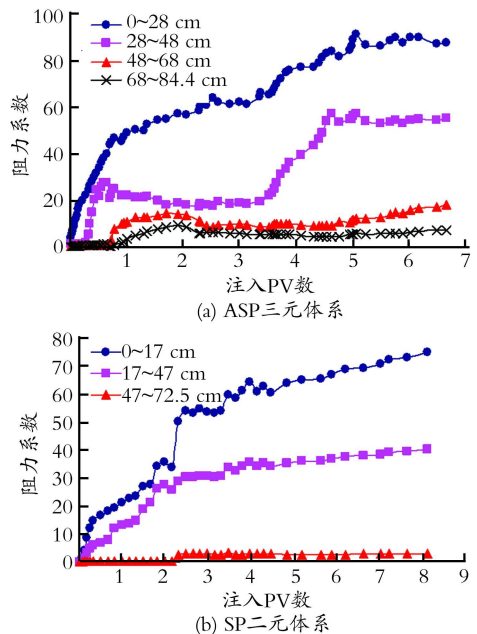


Fig. 2 Flow resistance of tertiary/binary compound along flow direction

图2 三元/二元体系在岩心中阻力系数的动态及沿程变化

## 2.3 在岩心运移方向上体系原油界面张力的变化

图3给出了ASP三元体系和SP二元体系在岩心运移方向上界面张力的变化。由图3可以看出,在地面条件下测得与原油界面张力均可达到超低( $10^{-3}$ 数量级)的ASP三元体系和SP二元体系在注入到岩心后,界面张力均大幅上升,达到稳定时的界面张力值约为1 mN/m。随着运移距离的增加,三元体系的界面张力变化幅度较大,这主要是因为,构成该复合体系的碱或表面活性剂,某一种浓度发生变化都会引起界面张力的变化。此外,在驱油过程中,由于表面活性剂在油水界面上的吸附,ASP三元体系和SP二元体系的界面张力还会进一步升高。

通过以上对体系在岩心中的粘度、阻力系数和界面张力综合分析可知,即使在地面条件下粘度和界面张力相近的驱油体系,其在岩心中的实际驱油性能都会有显著的差异,因此,对于驱油体系配方的筛选和优化,应以岩心中的实际驱油性能作为评价的主要依据。

## 2.4 体系在非均质岩心中的驱油效果

一般来说,油藏都具有一定程度的非均质性。

为了模拟复合体系在油藏中的驱油效果,表 2 给出了两种体系在三层非均质岩心中的采收率,可以看出,对于几种不同的注入段塞大小,在含水率为 70% 时注入,ASP 三元体系的化学驱采收率均明显高于 SP 二元体系的化学驱采收率,平均高出 5%~7%。通过前面对两者在岩心中的驱油性能的分析可知,由于 ASP 三元体系比 SP 二元体系具有较高的粘度保留率和较高的阻力系数,因此,其化学驱采收率也较高。

综上所述,得到以下认识和建议:

在化学复合驱中,驱油剂在岩心中的实际驱油性能是决定其驱油效果的重要指标,驱油体系配方的筛选和优化,应以岩心中的实际驱油性能作为主要评价内容之一。为进一步揭示影响驱油剂在岩心中实际性能的本质因素,需要明确多孔介质中剪切、吸附、滞留等因素对驱油性能的影响。在本实验条件下,含碱的三元体系在岩心中的驱油性能和驱油效果均优于无碱二元体系,碱在驱油过程中除了具有减少聚合物的粘度损失的作用之外,还可能具有

其它作用,如乳化调剖等,有待于今后的深入研究。

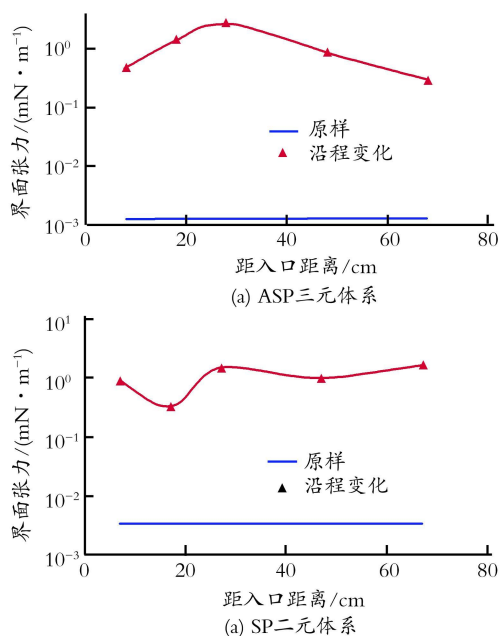


Fig. 3 Interfacial tension between tertiary/ binary compound and oil along flow direction

图 3 三元/二元体系在岩心中与原油的界面张力的变化

表 2 ASP 三元/ SP 二元体系在非均质岩心中的采收率

Table 2 Oil recovery of tertiary/ binary compound system flooding in heterogeneous cores

岩心 编号	长×宽×高/ cm	液测渗透率/ mD	孔隙度, %	原始含油 饱和度, %	注体系时 含水率, %	驱油剂 类型	段塞大小/ PV	水驱采 收率, %	化学驱采 收率, %	总采收率, %
E- 1	4.36×4.50 ×29.70	246.50	20.03	64.57	70	三元	0.4	47.46	20.83	68.29
E- 2	4.30×4.50 ×30.40	365.00	20.44	66.34	70	三元	0.5	48.26	22.80	71.06
E- 3	4.40×4.50 ×30.0	257.00	20.86	63.84	70	三元	0.6	46.38	23.39	69.76
E- 4	4.45×4.50 ×30.0	256.40	20.52	64.39	70	二元	0.4	46.61	15.09	61.70
E- 5	4.38×4.50 ×29.60	348.03	21.76	67.44	70	二元	0.5	47.48	16.16	63.64
E- 6	4.50×4.50 ×30.0	252.00	20.58	65.08	70	二元	0.6	46.85	16.22	63.07

### 参 考 文 献

- [1] 张爱美,曹绪龙,李秀兰,等.胜利油区二元复合驱油先导试验驱油体系及方案优化研究[J].新疆石油学院学报,2004,16(3):40-43.
- [2] 陈秋芬,江建林,罗晓义.中原油田表面活性剂/聚合物二元复合驱技术室内研究[J].油田化学,2008,25(1):77-81.
- [3] 黄宏度,陈友猛,陈勇,等.石油羧酸盐与烷基苯磺酸盐复配体系在弱碱、无碱条件下的界面活性[J].油田化学,2009,26(2):187-190.

(下转第 31 页)

- [2] 侯吉瑞, 刘中春, 岳湘安. 复合体系超低界面张力和碱在驱油过程中的实际作用[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(6): 82- 86.
- [3] Rudin J, Bernard C, Wasan D T. Effect of added surfactant on interfacial tension and spontaneous emulsification in alkali/acidic oil systems[J]. Ind. eng. chem. res., 1994, 33: 1150- 1158.
- [4] Rudin J, Wasan D T. Surfactant- enhanced alkaline flooding: Buffering at intermediate alkaline pH[C]. SPE 21027, 1993: 275- 280.
- [5] 谈士海. 微生物采油增产机理及应用[J]. 油气井测试, 2003, 12(1): 46- 47.
- [6] 薛家锋. 杏树岗油田北部开发区提高采收率矿场实验[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 109- 110.
- [7] 陆柱, 郑士忠, 钱滇子, 等. 油田水处理技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990: 167- 208.
- [8] 舒干, 邓皓, 王蓉沙. 对油气田结垢的几个认识[J]. 石油与天然气化工, 1996, 25(3): 176- 178.
- [9] 朱义吾. 油田开发中的结垢机理及其防治技术[M]. 西安: 陕西科学技术出版社, 1994.
- [10] 王玉飞, 焦翠, 赵福麟. 羧甲基化的非离子型表面活性剂与石油磺酸盐的复配实验[J]. 石油大学学报, 1996, 20(4): 52- 55.
- [11] 张逢玉, 卢艳, 韩建彬. 表面活性剂及其复配体系在三次采油中的应用[J]. 石油与天然气化工, 1999, 28(2): 130- 133.
- [12] 彭朴. 采油用表面活性剂[M]. 北京: 化学工业出版社, 2003.
- [13] 陈咏梅, 王涵慧, 俞稼镛. 化学驱中动态界面张力行为的研究进展[J]. 石油学报, 2001, 22(4): 97- 103.
- [14] Zhang L, LUO L, Zhao S, et al. Studies of synergism/antagonism for lowering dynamic interfacial tension in surfactant/alkali/acidic oil systems I synergism/antagonism in surfactant/model oil systems[J]. J. colloid interface sci., 2002, 249: 187- 193.
- [15] Zhang L, LUO L, Zhao S, et al. Studies of synergism/antagonism for lowering dynamic interfacial tension in surfactant/alkali/acidic oil systems III synergism/antagonism in surfactant/model oil systems[J]. J. colloid interface sci., 2003, 260: 398- 403.
- [16] Cayias J L, Schechter R S, Wade W H. Modeling crude oils for low interfacial tension[J]. Soc. petrol. eng. j., 1976, 16: 351- 357.
- [17] Rosen M J. Synthesis and properties of some betaines and sulfobetaines[J]. Dispersion sci. techn., 1983, 4: 335.
- [18] 郑延成, 韩冬, 杨普华, 等. 两性季连表面活性剂的合成及其协同效应[J]. 石油化工高等学校学报, 2006, 19(4): 11- 14.

(Ed.: YYL, Z)

(上接第20页)

- [4] Bryan J, Kantzas A. Enhanced heavy- oil by alkali- surfactant flooding: SPE annual technical conference and exhibition [C]. SPE110738, 2007.
- [5] Flaatenk A, Nguyen P Q, Zhang Jie- yuan. ASP chemical flooding without the need for soft water: SPE annual technical conference and exhibition[C]. SPE116754, 2008.
- [6] 叶仲斌, 彭杨, 施雷庭, 等. 多孔介质剪切作用对聚合物溶液粘弹性及驱油效果的影响[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(5): 59- 62.
- [7] Maia A M S, Borsali R, Balaban R C. Comparison between a polyacrylamide and a hydrophobically modified polyacrylamide flood in a sandstone core[J]. Materials science and engineering, 2009, 29(2): 505- 509.
- [8] 张立娟, 岳湘安, 刘剑. 聚合物溶液在油藏中的实际粘度和粘度损失率[J]. 大庆地质与开发, 2009, 28(2): 112- 116.

(Ed.: YYL, Z)

(上接第25页)

- [5] Zhiqing Zhang, Guiying Xu. Characterization and demulsification of poly(ethylene oxide) - block- poly(propylene oxide)- block- poly(ethylene oxide) copolymers[J]. Journal of colloid and interface science, 2004, 277(2): 464- 470.
- [6] Esseffar M, Bouab W. An experimental and theoretical study on some thiocarbonyl- I<sub>2</sub> molecular complexes[J]. J. Am. chem. soc., 2000, 122(10): 2300- 2308.
- [7] Minns J W, Khan A.  $\alpha$ - Cyclodextrin- I<sub>3</sub>- host- guest complex in aqueous solution: Theoretical and experimental studies[J]. J. phys. chem. A, 2002, 106(26): 6421- 6425.
- [8] Jun Wang, Cuiqin Li, Jie Li, et al. Demulsification of crude oil emulsion using polyamidoamine dendrimers[J]. Separation science and technology, 2007, 42(9): 2111- 2120.

(Ed.: YYL, Z)