

文章编号: 0253-2697(2014)02-310-09 DOI:10.7623/syxb201402011

# 三元复合驱提高原油采收率关键理论与技术

程杰成 吴军政 胡俊卿

(大庆油田有限责任公司 黑龙江大庆 163002)

**摘要:**三元复合驱是比聚合物驱提高采收率幅度更高、技术更复杂的驱油技术,中国适合于三元复合驱的地质储量约为  $83 \times 10^8$  t,仅大庆油田就有近  $14 \times 10^8$  t 的储量,其潜力巨大,但由于很多关键技术问题没有得到有效解决,因此未能进入工业应用。通过多年的研究与实践,突破了大庆油田低酸值原油无法形成超低界面张力的技术界限,发明了三元复合体系新配方;研制出了烷基苯磺酸盐表面活性剂,并实现了工业化生产;优化确定了适合于三元复合驱的井网井距、层系组合和注入参数;攻克了防垢举升、采出液处理等关键配套技术,整体上达到了工业化应用条件。现场应用实践表明,三元复合驱可在水驱基础上提高采收率 20% 以上,比聚合物驱提高采收率多 10%。三元复合驱技术作为大庆油田持续稳产的战略接替技术正在工业化推广,并可以为其他高含水开发阶段的老油田挖潜和陆相砂岩油田的高效开发提供技术支持。

**关键词:**三元复合驱;提高采收率;表面活性剂;方案设计;防垢举升;采出液处理

中图分类号:TE357

文献标识码:A

## Key theories and technologies for enhanced oil recovery of alkaline/surfactant/polymer flooding

Cheng Jiecheng Wu Junzheng Hu Junqing

(Daqing Oilfield Company Limited, Daqing 163002, China)

**Abstract:** Compared with polymer flooding, alkaline/surfactant/polymer (ASP) flooding has higher recovery efficiency, and technology is more complicated. There are  $83 \times 10^8$  tons of the reserves suitable for ASP flooding; only for Daqing oilfield, there are about  $14 \times 10^8$  tons reserves that can be produced by injecting ASP solutions. The potentialities are great, but commercial production of ASP flooding doesn't realize for there are still many technical hurdles not be effectively spread. Based on the study and practice in ASP flooding for many years, formula systems of ASP flooding were developed, break through the technical limit that the crude oil with low acid value is hard to achieve ultralow interfacial tension in Daqing oilfield. The alkyl benzene sulfonate surfactant was developed, and commercial production of the surfactant has been realized. Meanwhile, available well pattern, well space, layers combination and injection parameters are also determined. The related key technologies such as lifting technique of scale control, the treatment of produced fluids have been gained, which can satisfy the needs of ASP commercial production. Field application results show that oil recovery by ASP system can be over 20% and 10% higher than water and polymer flooding, respectively. Being as a key alternative technology for Daqing oilfield's sustainable development, the industrial promotion of ASP flooding is ongoing, and this technology can provide technical support for other oil field development of high water cut stage and efficient development of continental sandstone oil field.

**Key words:** alkaline/surfactant/polymer flooding; enhanced oil recovery; surfactant; project design; lifting technique of scale control; produced fluids treatment

陆上砂岩油田依靠自然能量开采的采收率一般为 5%~15%,水驱采收率为 30%~40%,聚合物驱可在水驱基础上提高采收率 10%,但聚合物驱后还有 50%~60% 的原油留在地下,因此需要更加高效的提高原油采收率技术,以动用剩余地质储量。

早在 1917 年 F. Squired<sup>[1]</sup>就认识到通过向注入水中加入碱(碳酸钠、碳酸氢钠等)可驱动水驱后的残余油,从而提高原油采收率。1927 年 Atkinson<sup>[2]</sup>在美国

申请了碱水驱的第一项专利,其研究表明碱水驱适合于酸值大于 0.5 mgKOH/g 的原油。1927 年 M. De Groot 申请了向水中加入表面活性剂提高驱油效率的专利,随后的几十年间又发明了许多表面活性剂驱油方法。无论是碱水驱还是表面活性剂驱,许多研究者都认识到流度控制的重要性,一致认为要加入聚合物提高注入液的黏度,改善流度比,从而发展成为碱/聚合物驱、表面活性剂/聚合物驱。碱/聚合物驱不但受

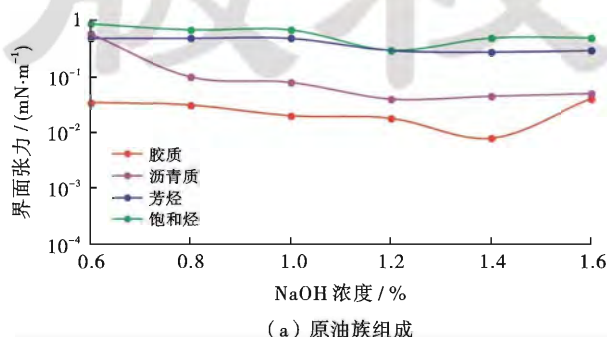
**基金项目:**国家重大科技专项(2008ZX05052)、国家重点基础研究发展计划(973)项目(2005CB221305)、中国石油天然气股份有限公司重大科技项目(2011E-1207)资助。

**第一作者及通信作者:**程杰成,男,1962 年 9 月生,1983 年毕业于黑龙江大学化学专业,2000 年获大连理工大学应用化学专业博士学位,现为大庆油田有限责任公司副总工程师、教授级高级工程师,主要从事三次采油技术的理论和应用研究。Email:chengjiecheng@petrochina.com.cn

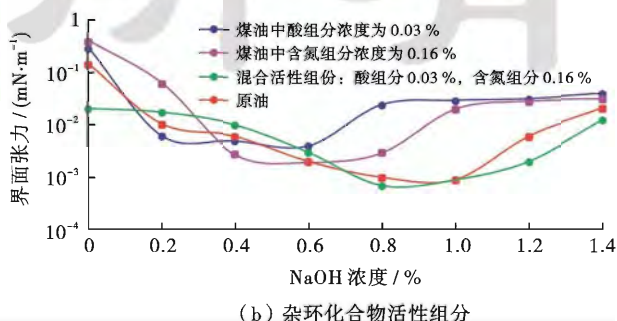
到原油酸值的限制,而且由于碱降低界面张力的能力有限,因此很难大幅度提高原油采收率,矿场试验中由于碱耗等问题成功的例子也很少。表面活性剂/聚合物驱可大幅度提高原油采收率,但表面活性剂用量大(大于4%)、价格高,采出液处理困难,因此没有进入工业化应用。20世纪70年代发现将碱、表面活性剂和聚合物联合起来具有协同增效作用(三元复合驱)。其主要驱油机理是<sup>[3-7]</sup>:①碱与原油中的酸性物质形成表面活性物质,与外加表面活性剂产生协同作用,从而降低油-水间的界面张力;②转变岩石的润湿性;③乳化解带;④溶解界面膜,降低膜强度,使油滴易于聚并;⑤扩大波及体积。三元复合驱(ASP)既降低了表面活性剂的用量,又拓展了碱驱的适用范围,使原油酸值由0.5 mgKOH/g 降到 0.2 mgKOH/g。

20世纪80年代初,通过大量室内研究表明,对于酸值大于0.2 mgKOH/g 的原油,很容易筛选出超低界面张力范围宽的三元复合体系,可比水驱提高采收率15%~20%。但同时开展的几个小规模先导性矿场试验有成功也有失败,都没有进入大规模工业化应用。探究制约其应用的主要原因为:①碱耗和表面活性剂的吸附造成色谱分离,三元复合体系在油层中保持超低界面张力的范围很小,造成矿场试验效果远不如室内好;②碱的溶蚀导致机采井结垢,甚至发生了油层垮塌现象;③采出液分离困难,甚至难以分离;④经济效益不合理。

大庆油田于20世纪80年代开始研究三元复合驱。对于酸值为0.01 mgKOH/g 的大庆原油,表面活性剂的筛选难度非常大,很难形成超低界面张力。经过大庆油田科研人员多年的攻关研究,突破了大庆油田低酸值原油不适合三元复合驱的理论束缚,实现了表面活性剂的自主生产,并确定了井网井距、层系组合和注入参数,攻克了机采井结垢造成检泵频繁、采出液乳化严重难处理等瓶颈技术,形成了具有自主知识产权的工艺系列和技术体系,整体达到工业化应用条件。



(a) 原油族组成



(b) 杂环化合物活性组份

图 2 各原油成分对界面张力的影响

Fig. 2 Effect of crude oil group composition on interfacial tension

截至2013年底,三元复合驱累计产油量已突破1000×10<sup>4</sup>t,且近5年的年产油量均在100×10<sup>4</sup>t/a以上。

## 1 超低界面张力的主控因素

针对低酸值大庆原油的特点,对系列表面活性剂三元复合体系进行了研究,通过向表面活性剂体系中加入碱,能够有效降低油-水界面张力。但有些体系的降幅较小,不能达到超低界面张力;有些体系的界面张力可以达到1×10<sup>-3</sup>数量级,但其碱浓度范围却很窄(图1)。这说明在原油中可能还存在其他物质与碱发生反应,从而生成活性物质,并能与外加表面活性剂产生协同作用,进而大幅度降低界面张力。

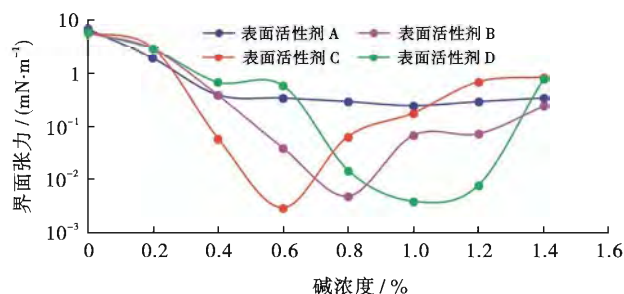


图 1 碱浓度对不同活性剂三元体系界面张力的影响

Fig. 1 Effect of alkaline concentration on interfacial tension of ASP system with different active agents

通过对大庆原油组分的分析和分离,研究了原油各组分与碱、表面活性剂的作用原理。将大庆低酸值原油按族组成分分离成饱和烃、芳烃、胶质和沥青质4个组分,分别测试了各组分与三元复合体系间的界面张力,降低界面张力作用的大小依次为胶质、沥青质、芳烃和饱和烃[图2(a)],研究发现除原油中的有机酸外,胶质和沥青质也是形成超低界面张力的重要因素。为了进一步研究原油中酸性组分和氧、氮、硫类杂环活性组分对降低界面张力的贡献,从大庆原油中提取出酸性组分和含氮杂环化合物,按原有比例与煤油混合,

测定其与三元复合体系的界面张力。实验结果表明,含氮杂环化合物与碱作用形成的活性物与烷基苯磺酸盐存在协同效应,使体系的界面张力降低,其作用与酸性活性组分相当[图2(b)]。因此如果选择合适的表面活性剂,就可以找到超低界面张力范围宽的三元复合体系。

## 2 三元复合体系配方

基于超低界面张力的影响因素,通过对近百种表面活性剂产品进行评价,筛选出由美国生产的烷基苯磺酸盐与碱和聚合物组成的三元复合体系能够与大庆原油形成超低界面张力,从而发明了适合于大庆低酸值原油的三元复合体系配方。该体系的表面活性剂浓度为0.1%~0.3%,NaOH浓度为0.6%~1.2%,其与大庆原油可形成 $1 \times 10^{-3}$  mN/m数量级的超低界面张力(图3)。

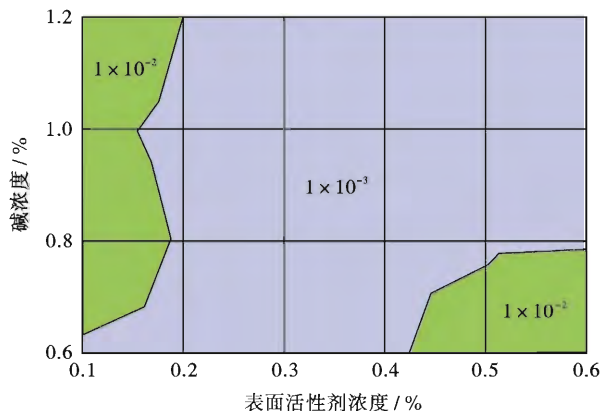


图3 三元复合体系界面活性

Fig. 3 Interfacial activity of ASP compound system

三元复合体系配方具有优良性能:

(1) 三元复合体系配方具有较强的抗油砂吸附性能。三元复合体系溶液在油层多孔介质的运移过程中产生吸附、滞留、化学剂损耗和色谱分离,导致化学剂浓度降低,协同效应减弱,影响驱油效果,因此保持三元复合体系的抗吸附性能非常重要。通过室内实验和理论计算,确定复合体系中表面活性剂在岩心中的静态吸附量 $\leq 1$  mg/g砂、动态吸附量 $\leq 0.1$  mg/g砂,才能够保证提高采收率值在20%以上。在静态吸附和动态吸附实验方法的基础上,又建立了油砂多次吸附实验方法,复合体系与80~120目天然油砂以1:9混合,测定每次吸附作用后化学剂含量及体系性能,该方法既考虑了表面活性剂的吸附量,又考虑到表面活性剂自身的色谱分离对界面张力的影响。实验结果表明,三元复合体系的吸附次数达到5次后,仍能达到超低界面张力(图4)。

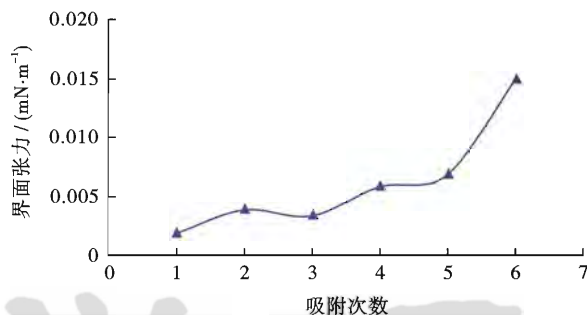


图4 三元复合体系多次吸附性能评价

Fig. 4 Multiple property evaluation for ASP compound system

(2) 三元复合体系与原油可形成较强的乳化。在三元复合驱过程中,大量的乳化油滴保证了水驱残余油的启动,有利于提高驱油效率;油滴的聚并促进了“油墙”的形成,有利于扩大波及体积,最终实现了采收率的提高。通过设计具有相同界面张力级别、不同乳化程度的表面活性剂,并配制相同浓度的三元复合体系,根据物理模拟驱油实验和理论计算,建立了三元复合体系乳化性能与驱油效率间的定量关系,使三元复合体系乳化能力对驱油效率的贡献最高可达30%(表1)。

表1 乳化对驱油效率的影响

Table 1 Effect of emulsification on oil displacement efficiency

样品编号	油相含水率/%	水相含油率/%	驱油效率均值/%	驱油效率增幅/%	乳化对驱油效率贡献程度/%
1#	11.16	0.0714	19.65	/	/
2#	14.50	0.1560	21.35	1.70	7.96
3#	20.00	0.2403	23.30	3.65	15.67
4#	27.11	0.3256	25.50	5.85	22.94
5#	35.06	0.4224	27.85	8.20	29.44

注:0.3PV主段塞(1.2wt%碱/0.3wt%表面活性剂,黏度40 mPa·s)+0.2PV聚合物段塞(黏度40 mPa·s)。

室内天然岩心驱油实验结果表明,三元复合驱可比水驱平均提高采收率21.02%(表2)。先导试验也证实可提高采收率20%以上<sup>[8]</sup>。

表2 三元复合体系驱油效果

Table 2 Oil displacement results of ASP compound system

岩心号	气测渗透率/mD	水驱采收率/%	三元复合驱提高采收率/%	最终采收率/%
119-1	632	52.68	19.05	71.73
p51-113-4	806	50.68	20.33	71.01
224-1	1474	53.85	22.08	75.93
P51-85-3	808	49.24	20.92	70.16
L114-1	827	54.90	19.35	74.25
107-4	937	50.67	22.34	73.01
L147-8	934	53.12	23.10	76.22

## 3 烷基苯磺酸盐表面活性剂的性能

先导性现场试验的成功,证明了烷基苯磺酸盐

(ORS-41)表面活性剂是适合于三元复合驱的。质谱分析表明(图 5),ORS-41 表面活性剂组分复杂,且难以确定具体哪些组分影响三元复合体系与原油间的界面张力,因而很难进行国产化。

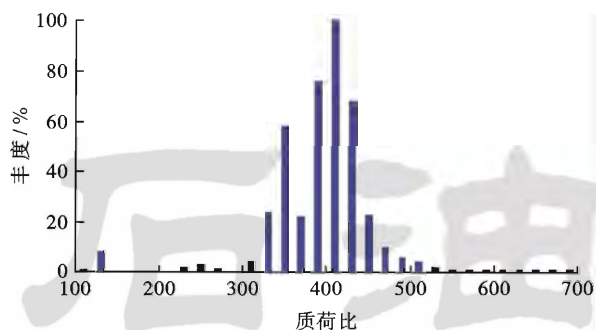


图 5 表面活性剂产品 LC-MS 分析结果

Fig. 5 LC-MS analysis results of the surfactants

### 3.1 烷基苯磺酸盐结构对界面张力的影响

为了研究烷基苯磺酸盐结构与三元复合体系界面张力的关系<sup>[9-11]</sup>,采用分子设计方法,精细合成了 7 种 147 个结构明确的样品,分别测定用其配制的三元复合体系与原油的界面张力。研究表明,随着芳基越向烷烃碳链中间移动,油-水界面张力降幅越大(图 6);芳环上取代基碳数越多,形成超低界面张力的碱浓度越低,碱跨度越宽(表 3)。因此对于大庆低酸值原油,形成较宽超低界面张力范围的烷基苯磺酸盐当量约为 415~440(图 7)。其中 2 个固定结构的产品以重量比为 4:1 混合,三元复合体系即可在较宽的碱和活性剂浓度范围与大庆原油形成超低界面张力(图 8),并具有较好的乳化性能。

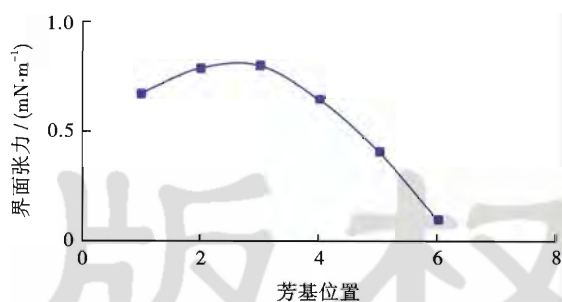


图 6 磺酸盐异构体与界面张力关系

Fig. 6 Relationship between sulfonate isomers and interfacial tension

表 3 不同取代基的烷基苯磺酸盐界面张力性能

Table 3 Interfacial tension properties of alkylbenzene sulfonate for different substituents

类型	取代基碳数	超低界面张力碱浓度最低值/%	超低界面张力碱跨度范围/%	界面张力最低值/(mN·m <sup>-1</sup> )
结构 A	0			$3.60 \times 10^{-2}$
结构 B	1	0.8	0.3	$4.75 \times 10^{-4}$
结构 C	2	0.3	0.5	$3.01 \times 10^{-4}$

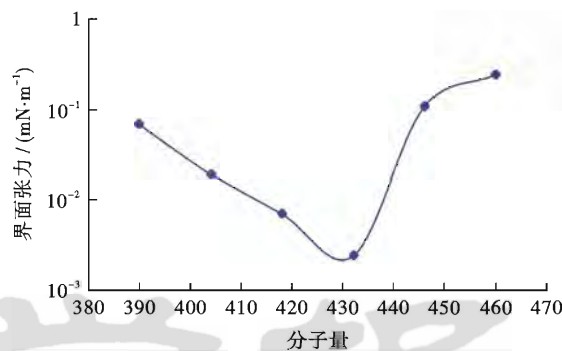


图 7 烷基苯磺酸盐分子量与界面张力关系

Fig. 7 Relationship between molecular weights of alkylbenzene sulfonate and interfacial tension

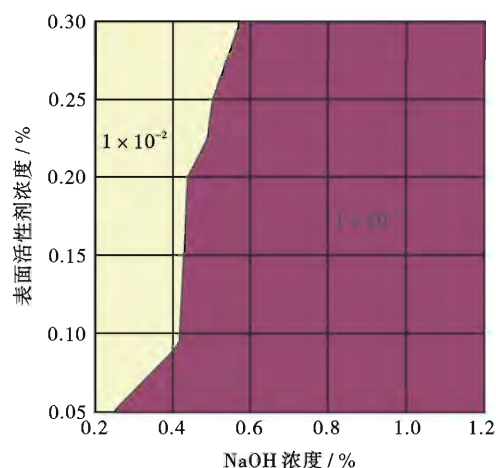


图 8 强碱三元复配体系界面张力

Fig. 8 Interfacial tension of strong base ASP compound system

### 3.2 重烷基苯原料精制处理及专有磺化技术

十二烷基苯副产物重烷基苯的分子量为 232~428,其组分非常复杂,如用其直接生产驱油用烷基苯磺酸盐表面活性剂,必须对其原料进行精制,才能得到适合大庆原油的原料组成。混合烷基苯原料的磺化条件一般要求分子量差别在 100 以内,而重烷基苯原料分子量差别最高可达 150,如果采用原磺化工艺参数得到的烷基苯磺酸盐,会使其结焦严重,并产生多磺酸,形成的三元复合体系与原油形成的超低界面张力范围较窄。根据重烷基苯中各组分沸点不同的特性,对原料进行精制切割,将精制后的重烷基苯原料切割为 2 段馏分。通过研究不同馏分的磺化工艺参数、中和、复配,得到了性能优良的烷基苯磺酸盐<sup>[12]</sup>(图 9),并形成了一套专门适应于三次采油用烷基苯磺酸盐表面活性剂的磺化方法。该方法已累计生产重烷基苯磺酸盐  $16.6 \times 10^4$  t,满足了三元复合驱工业化应用的需要。

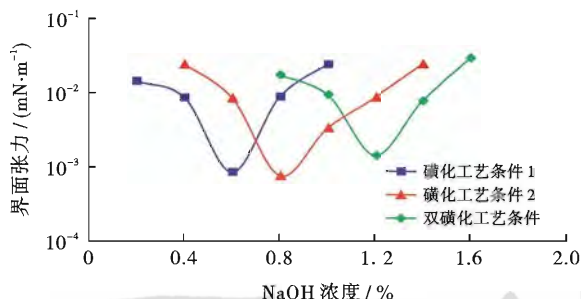


图9 双磺化工艺产品界面张力性能

Fig. 9 Interfacial tension properties of double sulfonated products

#### 4 三元复合驱方案设计技术

方案设计是将室内研究成果应用到现场实际的关键环节。为了确保三元复合体系与油层性质的合理匹配,围绕大幅度提高采收率和经济效益最优这一总体设计原则:优化井网井距以保持合理的注采能力和较高的储量控制程度;优化层系组合以减小层间干扰;优化注入参数以取得高效的驱油效果和最优的经济效益。

##### 4.1 三元复合驱井网井距

考虑到油层砂体的分布状况和特点、油层的非均质性、渗透率大小等因素的影响,为保证一定注采能力,结合三元复合驱的特点,研究了注采井距与控制程度、提高采收率和经济效益的关系。

以北一区断东二类油层强碱三元复合驱试验区为例,对于萨Ⅱ1-9油层,当井距小于150m时,三元复合驱的控制程度达70%以上(图10),提高采收率幅度达到20%以上(图11)。通过室内研究和已开展的试验结果表明,三元复合驱注采能力随着井距的增大而下降,为了保证一定的注采能力,将井距确定为100~150m、当每桶原油价格大于40美元时,财务内部收益率高于12%。

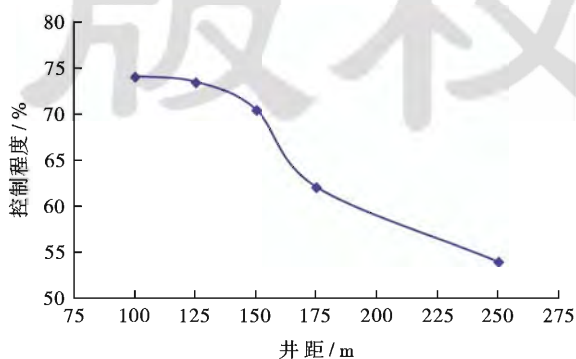


图10 注采井距与控制程度的关系

Fig. 10 Relationship between injection-production well space and covering degree

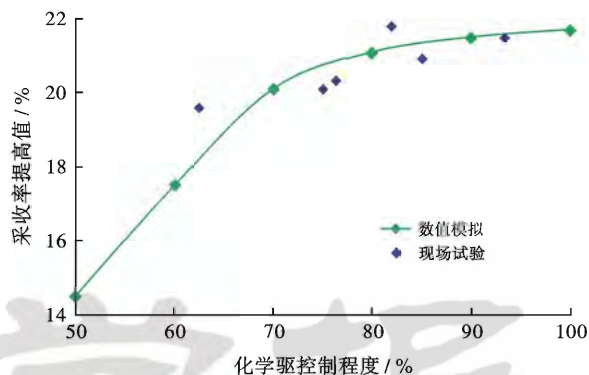


图11 控制程度与采收率的关系

Fig. 11 Relationship between covering degree and oil recovery efficiency

##### 4.2 三元复合驱层系组合

层系优化组合就是将油层性质相近的开采对象组合到一起,采用同一套井网开采,以减少层间干扰,达到提高采收率的目的。开发实践表明,一套开发层系中油层的渗透率级差以及油层厚度是影响开发效果的关键因素之一。

开采效果和经济效益是衡量层系厚度界限的主要指标。由于层系厚度小,单井产量低,投资回收期长,内部收益率低。因此对层系组合厚度的确定,既要考虑采收率的提高幅度,同时又要保证一定的产量规模并兼顾经济效益。通过研究表明,每桶油价在40美元时,层段有效厚度要大于6m(图12)。同时,由于油层的渗透率不同,驱替流体的渗流能力存在差异,导致高渗透层低效无效循环,低渗透层动用差,从而影响开发效果。数值模拟和现场试验研究结果表明,渗透率级差小于2.5时,三元复合驱采收率提高值大于20%(图13)。

##### 4.3 三元复合体系注入参数

三元复合体系注入参数直接影响采收率提高的幅度,高浓度、大段塞注入可以使提高采收率幅度增大。为了保证在较好的经济效益基础上,尽量获得最大采

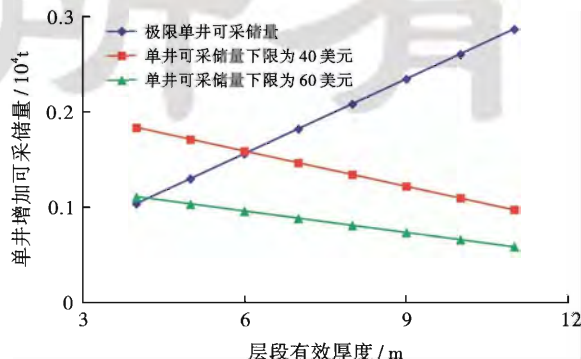


图12 单井有效厚度与增加可采储量的关系

Fig. 12 Relationship between effective thickness of individual well and increased recoverable reserves

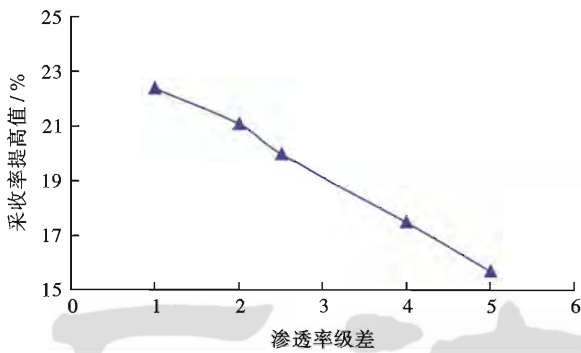
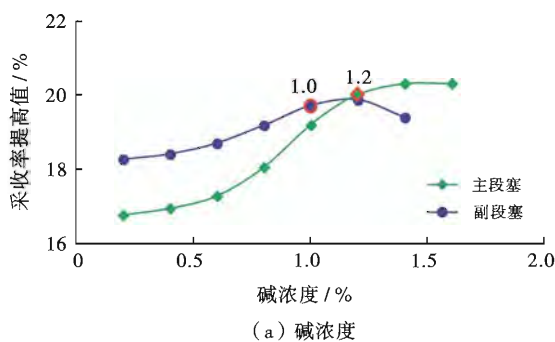


图 13 渗透率级差与采收率的关系

Fig. 13 Relationship between permeability differential and oil recoverable factor

收率,需要研究优化三元复合体系化学剂注入浓度、段塞大小和注入方式。

考虑到油层非均质性、渗透率级差、岩石矿物的吸附以及地层流体的稀释作用,将三元复合驱的注入方式分为 4 个阶段。依据室内岩心驱油实验<sup>[13-14]</sup>结果,三元复合体系界面张力、黏-浓关系、吸附参数、不同毛



(a) 碱浓度

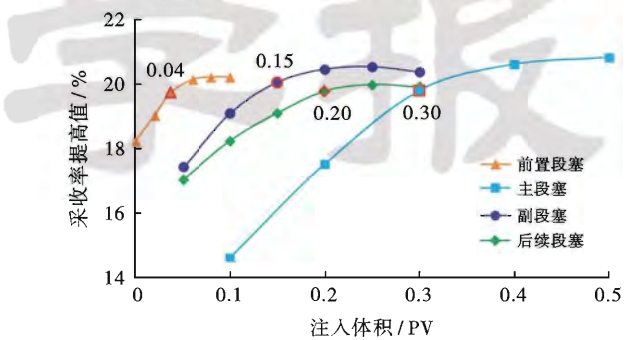
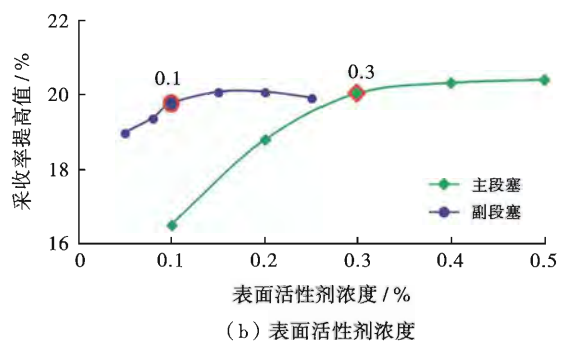


图 14 段塞大小对驱油效果的影响

Fig. 14 Effect of plug sizes on oil displacement results



(b) 表面活性剂浓度

图 15 段塞配方对驱油效果的影响

Fig. 15 Effect of surfactant concentration on oil displacement results

## 5 防垢举升工艺设计

在三元复合体系的应用过程中,由于碱与岩石及矿物质作用,会导致结垢现象的发生,使机采井检泵周期大幅度降低,影响了生产时效,增加了操作成本,制约了三元复合驱技术的工业推广。

### 5.1 油井结垢规律及预测方法

通过三元复合驱长管岩心实验和现场试验结果表明,碱与岩石及矿物质作用,会生成  $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Al}^{3+}$ 、 $\text{Ba}^{2+}$ 、 $\text{Si}^{4+}$  等金属阳离子,并促使  $\text{HCO}_3^-$  离子逐渐转变为  $\text{CO}_3^{2-}$  离子,同时对含硅物质的溶蚀逐渐产生  $\text{SiO}_3^{2-}$  离子。由于采出液中各种离子可以在过饱和状态下长时间共存,并不是浓度积达到溶度积就会发生沉淀,而且即使发生沉淀也不会立即结垢,结垢是沉淀结晶或沉积的结果<sup>[14-15]</sup>。

管数下残余油饱和度和相对渗透率曲线等评价指标,通过设计一个完整注入程序的各段塞配方,利用数值模拟方法,并对其提高采收率结果(图 14),最终确定了各阶段段塞大小(0.04 PV 前置聚合物段塞 + 0.30 PV 三元主段塞 + 0.15 PV 三元副段塞 + 0.20 PV 后续聚合物段塞),进一步确定了三元主段塞中碱浓度和表面活性剂浓度为 1.2% 和 0.3%,三元副段塞中碱浓度和表面活性剂浓度为 1.0% 和 0.1% (图 15)。

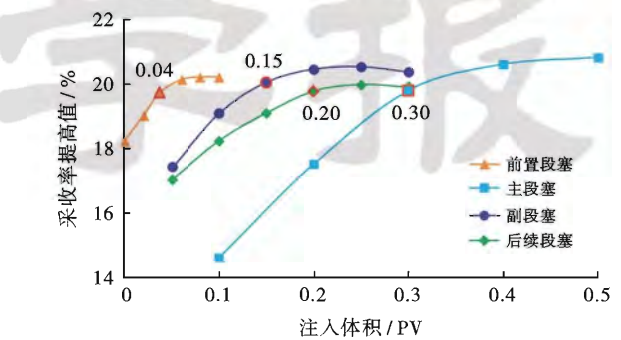
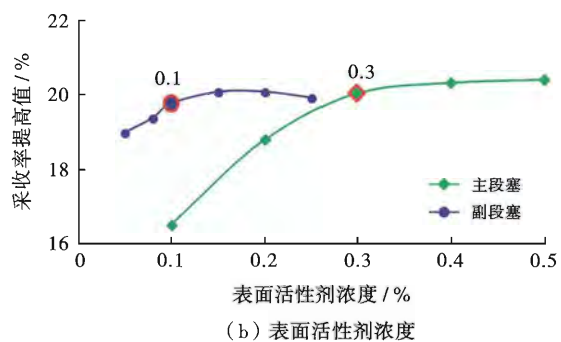


图 14 段塞大小对驱油效果的影响

Fig. 14 Effect of plug sizes on oil displacement results



(b) 表面活性剂浓度

图 15 段塞配方对驱油效果的影响

Fig. 15 Effect of surfactant concentration on oil displacement results

室内与现场研究表明,可将结垢行为划分为 4 个阶段:①不结垢期;②结垢初期,以碳酸盐垢为主,其含量占 50% 以上,且结垢速度快、结垢量大;③结垢中期,碳酸盐垢含量减少,硅酸盐垢增加,结垢速度稳定;④结垢后期,硅酸盐垢含量达 70% 以上,结垢速度减缓。这 4 个结垢阶段可以用  $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Si}^{4+}$ 、 $\text{CO}_3^{2-}$  和 pH 值等参数进行判断,进而可以建立结垢预测方法,并形成了预测软件,预测符合率可达 96.7%<sup>[16]</sup>。

### 5.2 长柱塞短泵筒抽油泵和小过盈螺杆泵

依据表面能吸附理论及结垢机理,通过对 10 种泵的室内评价和现场试验,综合考虑性价比,确定了适合三元复合驱的长柱塞短泵筒抽油泵<sup>[17]</sup>和小过盈螺杆泵。长柱塞短泵筒抽油泵优点是:采用等直径光柱塞,减缓垢沉积;采用长柱塞短泵筒结构,垢不易进入柱塞和泵筒的间隙中;设计流线型通道,防止垢的堆积。小

过盈螺杆泵的橡胶温溶胀控制指标由水驱的小于 5% 减少到小于 3%、橡胶硬度的控制指标由水驱 73°(邵氏)提高到 80°(邵氏),提高了定子的抗变形、耐磨性;定转子过盈指标控制处于比水驱更低的范围,对结垢的适应性进一步增强,减少了卡泵几率和杆断次数,延长了使用寿命。

### 5.3 碳酸钙垢和硅酸盐垢的防垢剂

依据碳酸盐垢和硅酸盐垢的成垢机理和结垢规律,研发出碳酸钙垢和硅酸盐垢的防垢剂<sup>[18]</sup>。碳酸钙防垢剂的防垢机理为有机多元磷酸分子与金属离子螯合,形成稳定的立体结构螯合物,从而抑制碳酸盐垢的沉淀。根据硅酸盐防垢剂的防垢机理:①通过具有特定分子量的高分子螯合剂,利用物理吸附或化学反应包裹在晶核表面,将晶核由“硬粒子”变成“软离子”,阻止晶核的生长或导致晶核畸变生长,达到阻垢的目的;②螯合剂的官能团可以对 SiO<sub>2</sub> 中略显正电性硅离子络合,相当于把硅离子螯合起来,阻止晶核的形成。研究表明,碳酸盐防垢剂浓度为 100 mg/L 时,防垢率达 90% 以上;硅酸盐防垢剂浓度为 100 mg/L 时,防垢率达 80% 以上。

以结垢预测方法为指导,通过物理防垢和化学防垢相结合,现场试验 676 口井,其检泵周期由措施前的不到 100 d 提高到 345 d。

## 6 复杂采出液油水高效分离方法

由于采出液中含有碱、聚合物和表面活性剂,采出液界面张力降低、水相黏度增大,导致乳状液稳定性增强,油水分离难、气液分离难、悬浮固体去除难,原油脱水和含油污水处理不达标。

### 6.1 采出液稳定机制

通过采出液成分、微观结构、分离特性和油-水界面性质的测试和研究,结合室内模拟介质实验,揭示出三元复合驱采出液不同于聚合物驱采出液的主要稳定机制:①过饱和稳定机制。由于碱的溶蚀作用, Si<sup>4+</sup>、CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> 离子增加,导致采出液水相过饱和,使采出液中持续析出碳酸盐、非晶质二氧化硅等新生矿物微粒,粒径小于 1 μm,造成采出水中悬浮固体颗粒去除困难。②空间位阻稳定机制。采出液中的部分新生矿物微粒、黏土颗粒和岩石碎屑吸附在油-水界面上,所形成的空间位阻阻碍了油珠之间的聚并,不利于油水分离。

### 6.2 SP 系列破乳剂

针对采出液乳化严重、油水分离难的问题,基于水包油型三元复合驱采出液高乳化和纳米级新生矿物颗粒造成空间位阻的主控机理,研制出了 SP 系列采出液破乳剂<sup>[19]</sup>。该破乳剂配方的关键组分是大分子量

高枝化度的改性聚醚,可聚集、聚并原油乳状液中的细小油珠,并可使油-水界面上吸附的胶态和纳米级的颗粒物润湿性发生反转,消除颗粒物的空间位阻。结合开发的三元复合驱采出液游离水脱除装置和高效组合电极电脱水装置<sup>[20]</sup>,通过实验研究表明,加入破乳剂后水相含油量降低到 3 000 mg/L 以下,脱后油中含水约为 0.2%,低于 0.5% 的外输原油技术指标。

### 6.3 WS 系列水质稳定剂

针对三元复合驱采出水悬浮固体去除困难的问题,根据三元复合驱采出液的过饱和和稳定机制,应用螯合剂或联合应用 pH 调节剂和螯合剂,将采出水由过饱和态转变为欠饱和态,抑制采出水中新生矿物微粒的析出,降低采出水中悬浮固体去除的难度<sup>[21-22]</sup>。结合两级沉降、两级过滤处理工艺,加入水质稳定剂 260 mg/L 时,采出水中悬浮物和油含量基本达到回注污水水质指标。

## 7 开发效果评价

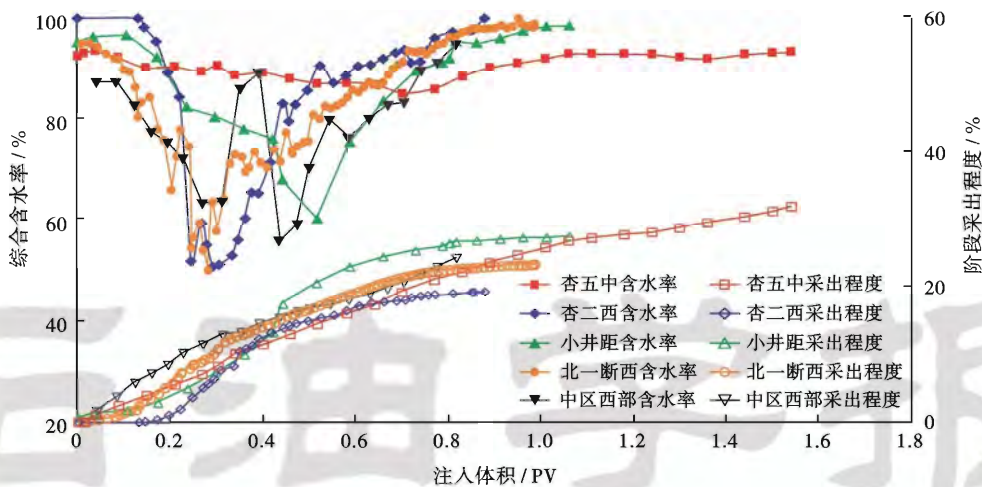
现场实际应用结果表明,三元复合驱比水驱提高采收率 20%,比聚合物驱多提高采收率 10%(图 16)。与相同地质条件下的聚合物驱相比,注入相同体积,阶段采出程度约为聚合物驱的 2 倍;三元复合驱含水下降幅度大,低含水稳定期长;其采油速度是聚合物驱的 1.5~2 倍;动用程度好于聚合物驱,特别是薄差层的动用程度比聚合物驱高 30%<sup>[23-24]</sup>。

截至 2013 年底,大庆油田共开展工业性试验 5 个、工业化区块 6 个,共动用地质储量 3 959 × 10<sup>4</sup> t;累计产油量突破 1 000 × 10<sup>4</sup> t,近 5 年产油量均在 100 × 10<sup>4</sup> t/a 以上。三元复合驱的全成本分析表明,每桶原油成本在 24~35 美元时,其经济上是可行的。

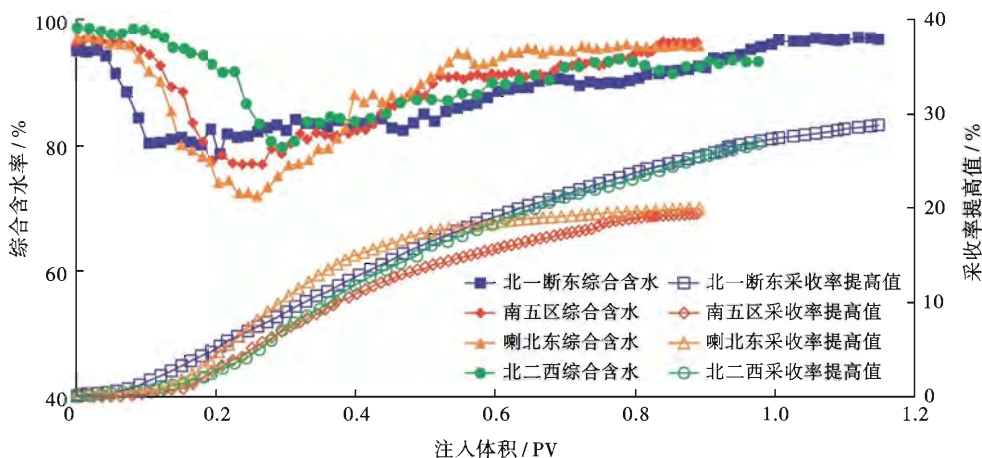
## 8 应用前景及发展方向

截至“十二五”(2011—2015 年)末期,大庆油田适合三次采油的剩余地质储量达 12.24 × 10<sup>8</sup> t。三元复合驱技术全面推广后,可在水驱基础上新增可采储量 2.4 × 10<sup>8</sup> t,比聚合物驱多增加 1.2 × 10<sup>8</sup> t,相当于又发现了一个地质储量为 10 × 10<sup>8</sup> t 的油田,这将为大庆油田持续稳产提供更加坚实的基础。同时三元复合驱技术具备成套输出条件,可为中国陆上进入高含水开发阶段的老油田挖潜和国外陆相砂岩油田的高效开发提供技术支持,这对于保障国家能源安全和实施“走出去”战略具有重大意义。

三元复合驱的进一步发展方向为:①驱油机理由定性、半定量研究向定量研究发展;②需要进一步研制高效、廉价的表面活性剂和耐碱聚合物,进一步降低三



(a) 先导性矿场试验



(b) 工业性矿场试验

注:杏五中采收率提高值为 25.0%;杏二西采收率提高值为 19.4%;小井距采收率提高值为 23.2%;北一新采收率提高值为 22.1%;中区西部采收率提高值为 21.0%。

图 16 综合含水和采收率的关系

Fig. 16 Relationship between water cut and oil recoverable factor

元复合驱成本;③强碱三元复合体系向弱碱、无碱复合体系发展;④驱油对象由中高渗透厚油层向低渗薄差油层拓展;⑤由单项技术向与水平井、分支结构井和微生物采油等多项技术融合的方向发展。

参 考 文 献

[1] Beckstrom R C, van Tuyl F M. The effect of flooding oil sands with alkaline solutions[J]. AAPG Bulletin, 1927, 11(3): 223-235.  
 [2] Arkinson H. Recovery of petroleum from oil bearing sands: US, 1651311[P]. 1927-11-29.  
 [3] Foster W R. A low-tension water flooding process[J]. Journal of Petroleum Technology, 1973, 25: 205-210.  
 [4] Rudin J, Wasan D. Surfactant-enhanced alkaline flooding; buffering at intermediate pH[R]. SPE 21027, 1993.  
 [5] Yuan Shiyi. Effects of important factors on alkali/surfactant/polymer flooding[R]. SPE 50916, 1998.

[6] Touhami Y, Neale G H, Hornof V. Mechanisms for the interactions between acidic oils and surfactant-enhanced alkaline solutions[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 1996, 177(2): 446-455.  
 [7] Arihara N. Oil recovery mechanisms of alkali-surfactant-polymer flooding[R]. SPE 54330, 1999.  
 [8] Wang Deming, Cheng Jiecheng. Summary of alkaline /surfactant/polymer flooding in Daqing oil field[R]. SPE 57288, 1999.  
 [9] 程杰成, 张月先, 包亚臣. 烷基苯磺酸盐弱碱体系对油水界面张力的影响[J]. 大庆石油学院学报, 2004, 28(3): 37-39.  
 Cheng Jiecheng, Zhang Yuexian, Bao Yachen. Effect of Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>/alkyl benzene sulfonate/polymer system on interfacial tension between oil and water[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2004, 28(3): 37-39.  
 [10] 丁伟, 李安军, 于涛, 等. 烷基芳基磺酸盐结构对原油-表面活性剂-碱体系油-水界面张力的影响[J]. 石油学报: 石油加工, 2010, 26(1): 36-40.



- Ding Wei, Li Anjun, Yu Tao, et al. Effects of structure of alkyl aryl sulfonates on oil-water interfacial tension of crude oil-alkali-surfactant system[J]. *Acta Petrolei Sinica; Petroleum Processing Section*, 2010, 26(1): 36-40.
- [11] 程杰成, 李伯林, 包亚臣, 等. 烷基苯磺酸盐当量对强碱复合体系界面张力的影响[J]. *油气田地面工程*, 2004, 23(5): 6-7.  
Cheng Jiecheng, Lee Bolin, Bao Yachen, et al. Alkyl benzene sulfonate equivalent vs. interfacial tension of strong base compound system[J]. *Oil-Gasfield Surface Engineering*, 2004, 23(5): 6-7.
- [12] 程杰成, 王德民, 李柏林, 等. 一类烷基苯磺酸盐、其制备方法以及烷基苯磺酸盐表面活性剂及其在三次采油中的应用; 中国, 200410037801. 1[P]. 2006-10-25.  
Cheng Jiecheng, Wang Demin, Lee Bolin, et al. High quality alkyl benzene sulfonate and its preparation methods and alkyl benzene sulfonate surfactants as well as its application for EOR; China, 200410037801. 1[P]. 2006-10-25.
- [13] 李建路, 何先华, 高峰, 等. 三元复合驱注入段塞组合物理模拟实验研究[J]. *石油勘探与开发*, 2004, 31(4): 126-128.  
Li Jianlu, He Xianhua, Gao Feng, et al. Physical modeling of ASP flooding slug combination[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(4): 126-128.
- [14] 周万富, 张士诚, 王庆国, 等. 强碱三元复合驱长岩心模拟实验中成垢离子变化规律[J]. *大庆石油学院学报*, 2010, 34(2): 77-80.  
Zhou Wanfu, Zhang Shicheng, Wang Qingguo, et al. Ion change regularities for the scale from long core simulation test of ASP compound system[J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2010, 34(2): 77-80.
- [15] 程杰成, 周万富, 王庆国, 等. 大庆油田三元复合驱结垢样品中碳酸钙的结晶特性及形貌特征[J]. *高等学校化学学报*, 2012, 33(6): 1138-1142.  
Cheng Jiecheng, Zhou Wanfu, Wang Qingguo, et al. The crystallization of calcium carbonate and appearance characteristics for scale samples of ASP compound system in Daqing oilfield[J]. *Chemical Journal of Chinese Universities*, 2012, 33(6): 1138-1142.
- [16] Cheng Jiecheng, Zhou Wanfu. Scaling principle and scaling prediction in ASP flooding producers in Daqing oilfield[R]. SPE 144826, 2011.
- [17] 程杰成, 韩修廷, 师国臣, 等. 化学复合驱防垢软柱塞抽油泵; 中国, 200710147339. 4[P]. 2009-06-07.  
Cheng Jiecheng, Han Xiuting, Shi Guochen, et al. Soft plunger pump for scale control in chemical flooding; China, 200710147339. 4[P]. 2009-06-07.
- [18] 周万富, 王庆国, 谢永军, 等. 三元复合驱机采井结垢预测技术及应用[J]. *大庆石油地质与开发*, 2010, 29(5): 108-113.  
Zhou Wanfu, Wang Qingguo, Xie Yongjun, et al. Scaling prediction technology and the application for production wells in ASP compound flooding[J]. *Daqing Petroleum Geology and Development*, 2010, 29(5): 108-113.
- [19] 吴迪. 化学驱采出液破乳剂的研究和应用进展[J]. *精细与专用化学品*, 2009, 17(24): 21-25.  
Wu Di. Studies and application development on the demulsifier of production fluids for chemical flooding[J]. *Fine and Specialty Chemicals*, 2009, 17(24): 21-25.
- [20] 李学军, 刘增, 赵忠山. 三元复合驱采出液中频脉冲电脱水技术[J]. *油气田地面工程*, 2007, 26(11): 21-22.  
Li Xuejun, Liu Zeng, Zhao Zhongshan. Frequency pulse electric dehydration technology for ASP produced fluids[J]. *Oil-Gasfield Surface Engineering*, 2007, 26(11): 21-22.
- [21] 程杰成, 吴迪, 孟祥春, 等. 一种消除无机颗粒物导致三元复合驱采出液或采出水分离困难的方法; 中国, 200710071946. 7[P]. 2009-09-30.  
Cheng Jiecheng, Wu Di, Meng Xiangchun, et al. A method for eliminating inorganic particles leading to hard separation for ASP production fluids or produced water; China, 200710071946. 7[P]. 2009-09-30.
- [22] Cheng Jiecheng, Wu Di, Liu Wenjie, et al. Field application of chelants in the handling of ASP-Flooding produced fluid [R]. SPE 143704, 2011.
- [23] 程杰成, 王德民, 李群, 等. 大庆油田三元复合驱矿场试验动态特征[J]. *石油学报*, 2002, 23(6): 37-40.  
Cheng Jiecheng, Wang Demin, Li Qun, et al. Field test performance of alkaline surfactant polymer flooding in Daqing oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, 23(6): 37-40.
- [24] Cheng Jiecheng, Xu Dianping, Sui Xinguang, et al. The first successful field demonstration of alkaline surfactant and polymer flooding through thin layer[R]. SPE 161306, 2012.

(收稿日期 2013-09-14 改回日期 2013-12-31 编辑 王培玺)