

弱碱三元复合体系传输运移和深部液流转向能力

——以大庆萨北油田储层为例

孙学法¹, 卢祥国¹, 孙哲¹, 赵春燕²

(1.东北石油大学 提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318;

2.中国石油大庆油田有限责任公司 第三采油厂, 黑龙江 大庆 163114)

摘要:近年来,大庆油区采用弱碱三元复合体系替代强碱三元复合体系,不仅克服了采油系统结垢问题,而且采收率增幅有所提高。与强碱三元复合体系相比,弱碱三元复合体系研究起步较晚,存在许多有待进一步攻关的技术难题。为此,以物理化学、高分子材料学和油藏工程理论为指导,以仪器检测、化学分析和物理模拟技术为手段,以大庆萨北油田油藏储层和流体为实验对象,以渗流阻力、分流率和采收率等作为评价指标,开展弱碱三元复合体系传输运移和深部液流转向能力及其对增油降水效果影响实验研究。结果表明:聚合物质量分数和碳酸盐颗粒数量是影响弱碱三元复合体系传输运移能力的主要因素;在粘度相同的条件下,随着界面张力的降低,弱碱三元复合体系深部液流转向能力降低;在界面张力相同的条件下,随着粘度的增加,弱碱三元复合体系深部液流转向能力增强;传输运移和深部液流转向能力可从不同方面评价弱碱三元复合体系性能,当二者与储层性质实现合理匹配时,弱碱三元复合驱才能取得最佳技术经济效果。

关键词:弱碱三元复合体系 滞留量 分流率 采收率 传输运移能力 深部液流转向

中图分类号:TE357.43

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)05-0105-06

Research on transmission and migration capacity and deep fluid diversion ability of weak-base ternary compound system—Taking reservoirs in northern Saertu of Daqing oilfield as an example

Sun Xuefa¹, Lu Xiangguo¹, Sun Zhe¹, Zhao Chunyan²

(1.Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Education Ministry, Northeast Petroleum University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 2.No.3 Oil Production Plant, Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Daqing City, Heilongjiang Province, 163114, China)

Abstract: In recent years, weak-base ternary compound system has been adopted by Daqing oilfield to replace strong-base ternary compound system, which not only overcomes the scaling problem at the production end, but also enhances oil recovery. Compared with the strong-base ternary compound system, the research of weak-base ternary compound system starts late, and some chemical flooding mechanism needs to be further explored. Taking the reservoir and fluid in northern Saertu of Daqing oilfield as experimental object, the transmission and migration capacity and deep fluid diversion ability of weak-base ternary compound system and its impact on increasing oil production and decreasing water cut were researched by means of instrument detection, chemical analysis and physical simulation guided by physical chemistry, polymer materials and reservoir engineering. Seepage resistance, shunt rate and oil recovery were the evaluation indexes. Results show that polymer concentration and carbonate micro particle number are the main factors which have influence on the transmission and migration capacity of the weak-base ternary compound system. Under the condition of the same viscosity, the deep fluid diversion ability of weak-base ternary compound system is reduced with the decrease of interfacial tension. However, un-

收稿日期:2016-06-08。

作者简介:孙学法(1977—),男,黑龙江大庆人,在读博士研究生,从事提高采收率与采油化学方面的研究。联系电话:(0459)5863976, E-mail:243642891@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项“抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究”(2011ZX05010-005)。

der the condition of the same interfacial tension, it is enhanced with the increase of viscosity. The performance characteristics of weak-base ternary compound system can be evaluated by the transmission and migration capacity and deep fluid diversion ability from different aspects. Only when the two properties and reservoir properties achieve a reasonable match, the weak-base ternary compound system can obtain the best technical and economic results.

Key words: weak-base ternary compound system; retention volume; shunt rate; oil recovery; transmission and migration capacity; deep fluid diversion

碱、表面活性剂和聚合物三元复合驱油技术以其采收率增幅较大、技术较简单和油藏适应性较强等优势受到广泛重视,目前中国大庆、胜利、新疆和玉门等油区已进行了三元复合驱矿场试验或工业化推广应用,并取得了明显的增油降水效果^[1-3]。在大庆油区,前期三元复合驱主要采用强碱三元复合体系(碱为NaOH)。由于强碱会与储层岩石骨架和胶结物作用,其反应产物在pH值较高的条件下为溶解状态,当反应产物随采出液运移到油井采出系统时,由于碱耗造成采出液pH值降低,原先处于溶解状态的钙镁等离子就会在油管、抽油泵和地面输油管线表面形成碳酸盐或硅酸盐沉淀,造成管线直径减小、流动阻力增加、泵筒磨损增大或卡泵等一系列问题,最终导致采出系统难以正常工作^[4-6]。因此,结垢问题是困扰强碱三元复合体系大规模推广应用的技术难题之一。近年来,石油科技工作者开发了弱碱三元复合体系(碱为 Na_2CO_3),矿场试验取得了明显增油降水效果^[7-9]。

与强碱三元复合体系相比,弱碱三元复合体系研究起步较晚,存在许多有待进一步攻关的技术难题。为此,以物理化学、高分子材料学和油藏工程理论为指导,以仪器检测、化学分析和物理模拟技术为手段,以大庆萨北油田油藏储层和流体为实验对象,以渗流阻力、分流率和采收率等作为评价指标,开展弱碱三元复合体系传输运移和深部液流转向能力及其对增油降水效果影响实验研究,以期改善弱碱三元复合驱增油效果提供参考和依据。

1 实验原理

聚合物在多孔介质内滞留会引起孔隙过流断面减小和渗流阻力增加,在注入速度保持恒定的条件下,导致注入压力升高和中低渗透层吸液压力差增加,从而达到扩大波及体积和提高采收率的目的。因此,调驱剂在多孔介质内的滞留量及其分布状况即传输运移能力决定了调驱增油效果。

多采用测压点长岩心驱替实验评价调驱剂在多孔介质内的传输运移能力。在长度为30~60 cm

的人造均质岩心上均匀布置1~3个测压孔,首先一次水驱,再将0.5~1.0倍孔隙体积的调驱剂以恒定速度注入岩心中,并以相同速度进行后续水驱;定时记录实验过程中各测压点压力,计算岩心各部分压差。对于同一调驱剂,岩心各部分压差差异愈小,其传输运移能力愈强;对于不同类型调驱剂,通过岩心各部分压差差异对比,即可判断传输运移能力。

除传输运移能力评价指标外,深部液流转向能力是评价调驱剂性能优劣的另一个重要指标,二者互为补充,可以更加客观地评价调驱剂的增油降水能力。调驱剂深部液流转向能力评价通常采用并联岩心驱油实验,并联岩心由高渗透层、中渗透层和低渗透层构成,采取同注分采注采方式;分别收集各渗透层产出液,计算小层分流率和采收率,进而对不同调驱剂深部液流转向能力进行评价。

2 实验器材与方案设计

2.1 实验器材

实验设备主要包括:Brookfield布氏粘度计, TX500C界面张力仪,由平流泵、压力传感器和中间容器等组成的弱碱三元复合体系传输运移和深部液流转向能力实验装置(图1)。

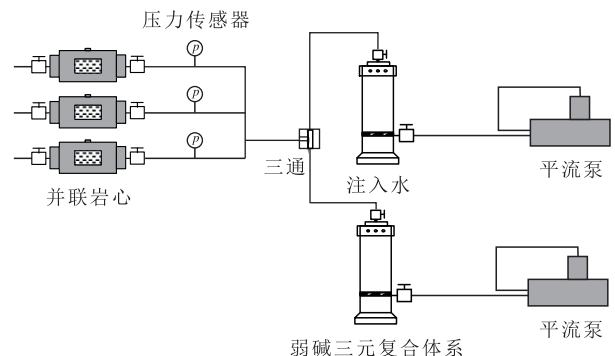


图1 岩心结构和实验流程示意

Fig.1 Schematic diagram of core structure and experimental process

实验试剂主要包括:聚合物为大庆炼化公司生产的相对分子质量为 2.500×10^4 、固含量为90%的部分水解聚丙烯酰胺;碱为碳酸钠,固含量为98%;表

面活性剂为重烷基苯石油磺酸盐,有效含量为50%。

实验用水为大庆油区第三采油厂生产污水,总矿化度为4 012.7 mg/L,其中Na⁺,Ca²⁺,Mg²⁺,HCO₃⁻,Cl⁻,SO₄²⁻和CO₃²⁻的质量浓度分别为1265.0,32.10,7.30,1 708.56,780.12,9.61和210.07 mg/L。实验用油取自大庆油区北三西水驱区块油井。

评价传输运移能力实验用岩心为人造均质岩心^[10-11],气测渗透率为200×10⁻³ μm²,长、宽、高分别为30,4.5和4.5 cm,岩心入口和中间部位设有2个测压点。评价深部液流转向能力实验用岩心由3块人造均质岩心并联而成,其中高、中、低渗透层气测渗透率分别为1 200×10⁻³,800×10⁻³和400×10⁻³ μm²。

2.2 方案设计

传输运移能力实验方案采用表1中的方案1-1—方案1-4,注入段塞尺寸为0.6倍孔隙体积;深部液流转向能力实验方案采用表1中的方案2-1—方案2-4,注入段塞尺寸为0.38倍孔隙体积。

表1 实验方案中弱碱三元复合体系的组成与界面张力和粘度测试结果

Table1 Composition, viscosity and interfacial tension test result of weak-base ternary compound system in different experimental plans

方案编号	各组分质量分数,%			界面张力/ (mN·m ⁻¹)	粘度/ (mPa·s)
	聚合物	表面活性剂	碱		
1-1,2-1	0.14	0.15	0.3	2.3×10 ⁻¹	29.8
1-2,2-2	0.14	0.25	1.2	3.1×10 ⁻²	29.8
1-3,2-3	0.14	0.90	0.9	6.4×10 ⁻³	29.8
1-4,2-4	0.16	0.25	1.2	4.5×10 ⁻²	37.2

4种弱碱三元复合体系的粘度和界面张力存在差异(表1),其中界面张力通过调整碱和表面活性剂的质量分数来实现,粘度通过调整聚合物质量分数和对聚合物溶液实施预剪切来实现。

3 传输运移能力

分析方案1-1和方案1-3实施过程中岩心前、后半部分注入压力与注入量的关系(图2)可以看出,虽然2个方案所用弱碱三元复合体系的粘度相同,但方案1-3实施过程中岩心注入压力仅在初始点低于方案1-1,其他注入量下均高于方案1-1,这与方案1-3中所用弱碱三元复合体系中表面活性剂和碱质量分数较高有关。表面活性剂和碱质量分数越高,二者滞留量越大,附加流动阻力也就越大,这一压力特征在后续水驱结束时岩心后半部分表

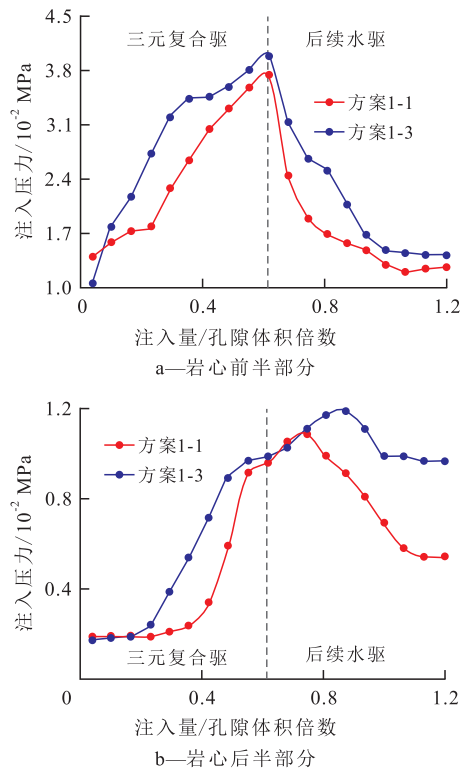


图2 方案1-1和方案1-3注入压力与注入量的关系

Fig.2 Relationship between the injection pressure and PV in plan1-1 and 1-3

现得尤其突出。此外,由于配制弱碱三元复合体系所用溶剂水中含有二价钙镁离子,它们与碳酸钠中的碳酸根发生反应,生成碳酸盐颗粒,这些固体颗粒被弱碱三元复合体系携带进入岩心,并在其中发生滞留,进而增大了渗流阻力和注入压力^[12-14]。因此,随着弱碱质量分数的增加和碳酸盐颗粒数量的增多,滞留量增大,导致渗流阻力增大。

对比方案1-2和方案1-4实施过程中岩心前、后半部分注入压力与注入量的关系(图3)可知,在弱碱三元复合驱过程中,方案1-4岩心前半部分注入压力高于方案1-2(除初始点外);后续水驱阶段,岩心前半部分注入压力逐渐减小,岩心后半部分注入压力呈现先升后降的趋势。这是因为:①与方案1-2相比,方案1-4所用弱碱三元复合体系中聚合物质量分数较高且体系粘度较高(表1),聚合物在多孔介质内滞留量和渗流阻力较大,导致方案1-4岩心前半部分注入压力较大;②在后续水驱阶段,注入水稀释和携带作用引起部分滞留聚合物运移,岩心前半部分滞留量和渗流阻力减小,注入压力降低,岩心后半部分滞留量和渗流阻力增大,导致岩心后半部分注入压力增大。因此,与方案1-2相比,方案1-4因聚合物质量分数较高,弱碱三元复合体系在多孔介质内传输运移速度较低,导致其岩心后半部分注入压力较低,直到后续水驱过程中才出现

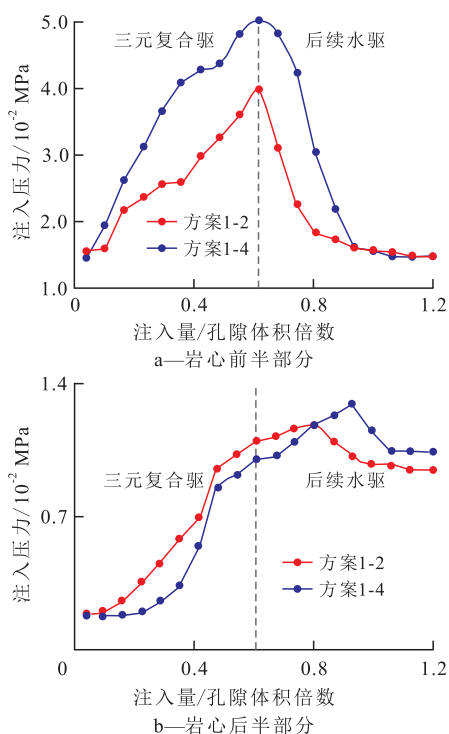


图3 方案1-2和方案1-4注入压力与注入量的关系

Fig.3 Relationship between the injection pressure and PV in plan1-2 and 1-4

反超。与方案1-1和方案1-2相比,方案1-3和方案1-4所用弱碱三元复合体系传输运移能力较差,主要是聚合物和碱质量分数较高所致。

4 深部液流转向能力

分析方案2-1—方案2-4实施过程中岩心各小层分流率与注入量的关系,评价弱碱三元复合体系深部液流转向能力及其对增油降水效果的影响。

采收率 在岩心水驱采收率相同的条件下,方案2-1—方案2-4的最终采收率分别为60.2%,64.1%,66.4%和68.1%。分析可知:方案2-1和方案2-3所用弱碱三元复合体系粘度相同但界面张力不同,说明采收率增幅随界面张力的降低而增大;方案2-2和方案2-4所用弱碱三元复合体系界面张力相近,但粘度不同,说明采收率增幅随粘度的增大而增大。由此可见,在流度控制能力相同的条件下,调驱剂洗油能力愈强,即油水界面张力愈低,采收率增幅愈大;在洗油能力相同的条件下,调驱剂流度控制能力愈强,采收率增幅愈大。进一步分析发现,尽管调驱剂洗油能力和流度控制能力均会影响调驱增油效果,但二者影响程度存在差异:方案2-1和方案2-3所用弱碱三元复合体系界面张力相差约2个数量级,但采收率增幅仅为6.2%;方案2-2和方案2-4所用弱碱三元复合体系粘度相差

24.8%,但采收率增幅却达4.0%。由此可见,调驱剂流度控制能力对增油降水效果的贡献率要大于洗油能力。

分流率 从图4可以看出:在一次水驱过程中,随着注入量的增加,高渗透层分流率增大,说明其吸液量增加,而中、低渗透层分流率减小,吸液剖面变差;在弱碱三元复合驱过程中,随着注入量的增

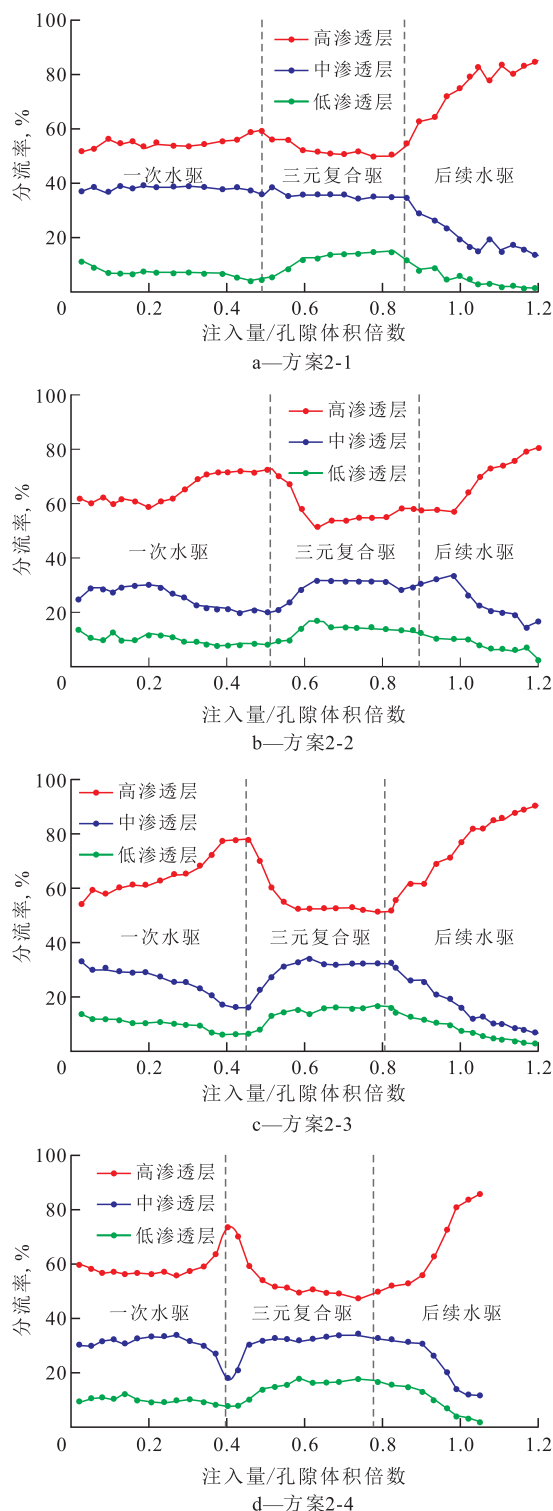


图4 岩心各小层分流率与注入量的关系

Fig.4 Relationship between the shunt rate of each layer and PV

加,高渗透层分流率减小,中、低渗透层分流率增大;在后续水驱阶段,随注入量增加,高渗透层分流率快速增大,中、低渗透层分流率减小。由弱碱三元复合体系深部液流向实验岩心各渗透层不同阶段分流率可以看出:①方案2-1与方案2-3所用弱碱三元复合体系粘度相同但界面张力不同,随着弱碱三元复合体系油水界面张力降低即洗油能力增强,分流率增大。这是由于弱碱三元复合体系流经孔隙内的剩余油饱和度降低,水相渗透率增加,渗流阻力减小,吸液压差和吸液量增大所致。②与方案2-1相比,方案2-3在实施过程中,岩心高渗透层分流率较大。由此可见,随界面张力的降低或洗油能力的增强,弱碱三元复合体系深部液流向能力减弱。方案2-2与方案2-4所用弱碱三元复合体系界面张力相近但粘度不同,随着弱碱三元复合体系粘度的增加,聚合物在高渗透层内滞留量增加,渗流阻力增大,促使更多三元复合体系转向进入中、低渗透层。与方案2-2相比,方案2-4岩心中、低渗透层分流率较大。由此可见,随粘度的增加或流度控制能力的增强,弱碱三元复合体系深部液流向能力增强。进一步分析发现,弱碱三元复合体系改善了吸液剖面,但弱碱三元复合体系注入后期尤其是后续水驱阶段,吸液剖面发生反转,中、低渗透层吸液量甚至低于水驱结束时的吸液量^[15-17]。在聚合物注入初期和中期,非均质油藏吸液剖面会得到改善,但当聚合物驱进入中后期时,随着中、低渗透层吸液量的不断增多,吸液启动压力快速增大,吸液压差不断减小,极易出现吸液剖面反转现象。

综上所述,传输运移和深部液流向能力指标可从不同方面评价弱碱三元复合体系性能,当二者与储层性质实现合理匹配时,弱碱三元复合驱才能达到最佳经济效果。

5 结论

在聚合物质量分数相同的条件下,随着碱质量分数的增加,碳酸盐颗粒量增多,滞留量增大,渗流阻力增大,弱碱三元复合体系传输运移能力变差。在碱和表面活性剂质量分数相同的条件下,随着聚合物质量分数的增加,聚合物滞留量增大,渗流阻力增大,弱碱三元复合体系传输运移能力变差。在弱碱三元复合体系粘度相同的条件下,随着界面张力的降低,弱碱三元复合体系深部液流向能力降低;在界面张力相近的条件下,随着粘度的增加,弱碱三元复合体系深部液流向能力增强。

弱碱三元复合体系传输运移和深部液流向能力指标可从不同方面评价调驱剂性能。当二者与储层性质实现合理匹配时,弱碱三元复合驱才能达到最佳经济效果。

参考文献:

- [1] 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 Oil Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(6): 37-40.
- [2] 李士奎,朱焱,赵永胜,等.大庆油田三元复合驱试验效果评价研究[J].石油学报,2005,26(3):56-59.
Li Shikui, Zhu Yan, Zhao Yongsheng, et al. Evaluation of pilot results of alkali-surfactant-polymer flooding in Daqing Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(3): 56-59.
- [3] 廖广志,牛金刚,王刚,等.大庆油田三元复合驱矿场试验效果评价方法分析[J].石油勘探与开发,1998,25(6):44-46.
Liao Guangzhi, Niu Jingang, Wang Gang, et al. A evaluation technique for ASP flooding pilot test result in Daqing Oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(6): 44-46.
- [4] 王玉普,程杰成.三元复合驱过程中的结垢特点和机采方式适应性[J].大庆石油学院学报,2003,27(2):20-22.
Wang Yupu, Cheng Jiecheng. The scaling characteristics and adaptability of mechanical recovery during ASP flooding[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2003, 27(2): 20-22.
- [5] 周彦霞,卢祥国,王宝江.强碱三元复合驱色谱分离及其影响因素——以大庆油区喇嘛甸油田为例[J].油气地质与采收率,2015,22(5):74-78.
Zhou Yanxia, Lu Xiangguo, Wang Baojiang. Chromatographic separation and its influencing factors of strong-base alkali-surfactant-polymer flooding: a case of Lamadian oilfield in Daqing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 74-78.
- [6] 程紫燕.水平井蒸汽驱影响因素及作用机理[J].大庆石油地质与开发,2015,34(3):147-151.
Cheng Ziyuan. Influences and acting mechanism of the horizontal well steam flooding[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(3): 147-151.
- [7] 王东英,范海明,郁登朗,等.络合剂改善无碱一元和二元复合驱油体系的增粘能力和油水界面性能[J].油气地质与采收率,2014,21(1):95-98.
Wang Dongying, Fan Haiming, Yu Denglang, et al. Increasing viscosity ability and oil and water interfacial property for polymer/surfactant flooding system improved by complexing agent[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 95-98.
- [8] 张运来.弱碱三元复合驱增油效果及影响因素研究[D].大庆:东北石油大学,2009.
Zhang Yunlai. Study on alkalinescent alkaline/surfactant/polymer (ASP) flooding to enhance oil recovery and influential factors [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2009.
- [9] 张丽波,蔡红岩,王强,等.三元复合驱体系各组分静态吸附规律[J].油气地质与采收率,2014,21(2):32-34,50.

- Zhang Libo, Cai Hongyan, Wang Qiang, et al. Study on static adsorption of each components during the process of ASP flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(2): 32-34, 50.
- [10] 卢祥国, 高振环, 闫文华. 人造岩心渗透率影响因素试验研究 [J]. *大庆石油地质与开发*, 1994, 13(4): 53-55.
Lu Xiangguo, Gao Zhenhuan, Yan Wenhua. Experimental study of factors influencing permeability of artificial core [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 1994, 13(4): 53-55.
- [11] 卢祥国, 宋合龙, 王景盛. 石英砂环氧树脂胶结非均质模型制作方法: 中国, ZL200510063665.8 [P]. 2005-09-07.
Lu Xiangguo, Song Helong, Wang Jingsheng. The making method for heterogeneity models of quartz sand and epoxy resin: China, ZL200510063665.8 [P]. 2005-09-07.
- [12] 李堪运, 李翠平, 赵光, 等. 非均质油藏二元复合驱合理毛管数实验 [J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(1): 87-91.
Li Kanyun, Li Cuiping, Zhao Guang, et al. Experiment on reasonable capillary number for binary compound flooding in heterogeneous reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(1): 87-91.
- [13] 段文猛. ASP三元复合驱中各驱油剂的吸附滞留研究 [D]. 成都: 西南石油学院, 2002.
Duan Wenmeng. Study on adsorption and retention of oil displacement agents in ASP Compound flooding [D]. Chengdu: Southwest Petroleum Institute, 2002.
- [14] 陈国福, 卢祥国, 赵兰兰, 等. 弱碱三元复合驱矿场动态特征及结垢问题 [J]. *油田化学*, 2009, 26(3): 320-324.
- Chen Guofu, Lu Xiangguo, Zhao Lanlan, et al. Field performance of industrial alkalescent alkaline/surfactant/polymer flood in Daqing and related scaling problems [J]. *Oilfield Chemistry*, 2009, 26(3): 320-324.
- [15] 喻建, 马捷, 路俊刚, 等. 压汞-恒速压汞在致密储层微观孔喉结构定量表征中的应用——以鄂尔多斯盆地华池-合水地区长7储层为例 [J]. *石油实验地质*, 2015, 37(6): 789-795.
Yu Jian, Ma Jie, Lu Jungang, et al. Application of mercury injection and rate-controlled mercury penetration in quantitative characterization of microscopic pore structure of tight reservoirs: A case study of the Chang7 reservoir in Huachi-Heshui area, the Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(6): 789-795.
- [16] 卢祥国, 王树霞, 王荣健, 等. 深部液流转向剂与油藏适应性研究: 以大庆喇嘛甸油田为例 [J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(5): 576-582.
Lu Xiangguo, Wang Shuxia, Wang Rongjian, et al. Adaptability of a deep profile control agent to reservoirs: Taking the Lamadian Oilfield in Daqing as an example [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(5): 576-582.
- [17] 许涛, 黄海龙, 修德艳, 等. 低渗透油藏应力敏感评价新方法 [J]. *特种油气藏*, 2014, 21(6): 126-129.
Xu Tao, Huang Hailong, Xiu Deyan, et al. New method for stress sensitivity evaluation aimed at low permeability oil reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(6): 126-129.

编辑 常迎梅

(上接第104页)

- [14] 游利军, 王巧智, 康毅力, 等. 压裂液浸润对页岩储层应力敏感性的影响 [J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(6): 102-106.
You Lijun, Wang Qiaozhi, Kang Yili, et al. Influence of fracturing fluid immersion on stress sensitivity of shale reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(6): 102-106.
- [15] 孟阳. WHZ油田致密储层微观特征及介质变形敏感实验 [J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(3): 95-99.
Meng Yang. Microscopic characteristics and sensitivity experiment of medium deformation in the tight reservoirs of WHZ oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(3): 95-99.
- [16] 杜玉山, 杨勇, 郭迎春, 等. 低渗透油藏地层压力保持水平对油水渗流特征的影响 [J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(3): 72-76.
Du Yushan, Yang Yong, Guo Yingchun, et al. Impact of formation pressure maintenance on oil-water seepage characteristics in low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(3): 72-76.
- [17] 雷刚, 王昊, 董平川, 等. 非均质致密砂岩应力敏感性的定量表征 [J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(3): 90-94.
Lei Gang, Wang Hao, Dong Pingchuan, et al. Quantitative analysis on stress sensitivity of heterogeneous tight sandstone [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(3): 90-94.
- [18] 李连明. 砂岩气藏地层压力下降对气井产能影响研究 [D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2009.
Li Lianming. Study on the effects of formation pressure decrease on gas well productivity in sandstone gas reservoir [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2009.

编辑 王星