

裂缝性油藏耐温耐盐调驱剂的制备及性能评价

纪成¹,梅海燕^{2,3},李影⁴,王凌云⁵,贾蓉⁶

(1.中国石化河南油田分公司新疆采油厂,河南南阳 473400; 2.西南石油大学石油与天然气工程学院,四川成都 610500; 3.油气藏地质及开发工程国家重点实验室西南石油大学,四川成都 610500; 4.中国石油大港油田分公司第二采油厂,河北沧州 061103; 5.中国石油长庆油田分公司第十采油厂,甘肃庆阳 745100; 6.中国石化河南油田分公司勘探局,河南南阳 473400)

摘要:针对常规调驱封堵剂在裂缝性高温高盐油藏易降解、适应性差的难题,以丙烯酰胺、二甲基二丙烯酰胺基磺酸钠为共聚单体,以过硫酸铵为引发剂,N,N-亚甲基丙烯酰胺为化学交联剂,锂皂石为物理交联剂,合成一种新型的耐温耐盐调驱剂颗粒,并对其微观形貌和粘弹性进行表征,评价其耐剪切性能、膨胀性能、封堵性能和提高采收率能力。结果表明:调驱剂为不规则的块状颗粒,初始平均粒径为66.87 μm,在75℃的模拟地层水中吸水48 h后的粒径能达到初始粒径的3.53倍左右,其弹性模量和粘性模量分别为1 600和150 Pa;该颗粒封堵率均大于80%,总体封堵效果较好,在渗透率级差为4.03的条件下,水驱后提高采收率幅度达20.1%。该调驱剂颗粒在裂缝性高温高矿化度非均质油藏具有较强的适应性。

关键词:膨胀性能 流变性能 耐温耐盐性 裂缝性油藏 封堵率 调驱剂

中图分类号:TE357.43

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)06-0091-05

Preparation and performance evaluation of temperature-resistant and salt-tolerant profile control agent in the fractured reservoirs

Ji Cheng¹, Mei Haiyan^{2,3}, Li Ying⁴, Wang Lingyun⁵, Jia Rong⁶

(1.Xinjiang Oil Production Plant, Henan Oilfield Company, SINOPEC, Nanyang City, Henan Province, 473400, China; 2.College of Oil and Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 3.State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 4.No.2 Oil Production Plant, Dagang Oilfield Company, PetroChina, Cangzhou City, Hebei Province, 061103, China; 5.No.10 Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Qingyang City, Gansu Province, 745100, China; 6.Exploration Bureau, Henan Oilfield Company, SINOPEC, Nanyang City, Henan Province, 473400, China)

Abstract: Aiming at the problems of poor adaptability and stability of the conventional profile control agents in the high-temperature and high-salinity fractured reservoirs, a new kind of temperature-resistant and salt-tolerant profile control agent particles were synthesized by solution polymerization taking ammonium persulfate as initiator, acrylamide and dimethyl acrylamide 2 sodium sulfonate as comonomers, N, N-methacrylamide as the chemical crosslinker and hectorite as the inorganic crosslinker. The micromorphology and viscoelasticity of the agent were characterized. Shear-resistance property, swelling property, plugging property and EOR ability were evaluated. The results show that the profile control agent is a kind of irregular massive particles with initial average size of 66.87 μm. The particle size could reach to about 3.53 times of the initial size after 48 hours under the condition of simulated formation water and 75 °C. The elastic and viscous moduli are 1 600 and 150 Pa respectively. The agent has good plugging property and the plugging ratio is all above 80%. The recovery efficiency may be enhanced by 20.1% after water flooding under the permeability ratio of 4.03. The profile control agent

收稿日期:2015-09-23。

作者简介:纪成(1989—),男,河南南阳人,硕士,从事油气田开发及提高采收率等方面的研究。联系电话:15099478878, E-mail: 83571394@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项子课题“基于非线性渗流的水驱稠油油藏数值模拟技术及剩余油分布模式研究”(2011ZX05024-002-004)。

has better adaptability in the high-temperature and high-salinity heterogeneous fractured reservoirs.

Key words: swelling property; rheology property; temperature-resistant and salt-tolerant property; fractured reservoirs; plugging ratio; profile control agent

中国东部一些老油田已进入高含水、高采出程度阶段,重复压裂技术已成功应用,油水井压裂层段多,微裂缝发育,使注入水无效循环,效果变差^[1-4]。河南油区SH区块为高温高盐裂缝性油藏,油藏温度为75℃,平均含油面积为11.65 km²,截至2013年底采出程度达38.48%,综合含水率高达93.56%,已进入特高含水开发后期,大量剩余油存在于中高水淹区。该区块储层为陆相扇及三角洲沉积,储层沉积旋回复杂,层内夹层多,物性变化大,非均质性严重,存在大量的天然和人造裂缝,急需一种适用于该类油藏的调驱剂。针对该类油藏尝试多种调剖堵水措施,但常规调剖技术有效期短、浪费严重、作用半径短,无法发挥深部调剖作用^[5-7]。预交联调驱剂颗粒在地面合成,可克服地层内温度、pH值、矿化度等不利影响,解决常规凝胶类调驱无法形成有效封堵的难题^[8-11]。预交联调驱剂颗粒可在地层中有效运移和封堵,已广泛应用^[12-15]。裂缝性油藏对颗粒的耐温、耐盐和耐剪切性要求较高,常规颗粒耐温耐盐性差,脆性大。故引入耐温耐盐基团和物理交联剂研制出新型耐温耐盐调驱剂颗粒,并对其基本性能和封堵驱油性能进行了评价。

1 实验器材及方法

1.1 实验材料和仪器

实验试剂包括:丙烯酰胺,分析纯;过硫酸铵,分析纯;N,N-亚甲基双丙烯酰胺,分析纯;甲基丙烯酸二甲氨基乙酯,分析纯;锂皂石;二甲基二丙烯酰胺基磺酸钠,工业品。实验用岩心为人造裂缝性岩心(表1)。实验用水为河南油区SH区块模拟地层水,矿化度为68 460 mg/L,钙镁离子质量浓度为945 mg/L,水型为CaCl₂型,pH值为6.8;实验用油为河南油区原油与柴油按体积比为5:1配制而成,在

表1 封堵性能实验用岩心基础数据
Table1 Base core data in plugging experiment

岩心 编号	直径/cm	长度/cm	孔隙 度,%	水测渗透率/ 10 ⁻³ μm ²
LF-1	2.50	5.64	15.25	44.26
LF-2	2.50	5.71	18.84	100.82
LF-3	2.50	6.03	20.32	254.85
LF-4	2.50	5.85	24.56	500.84
LF-5	2.50	5.78	30.25	1 325.44

75℃下平均地面原油粘度为24.2 mPa·s。实验仪器包括化学驱动模拟系统、BH-1型岩心抽真空加压饱和装置、PL4002-IC电子天平、FD53恒温箱、RS600型Hakker流变仪、BT-9300S激光粒度分析仪、HJ-3多头加热磁力搅拌器和800S组织搅碎机。

1.2 实验方法

1.2.1 新型耐温耐盐调驱剂颗粒的制备

分别称取10 g丙烯酰胺、5 g二甲基二丙烯酰胺基磺酸钠和0.4 g N,N-亚甲基双丙烯酰胺,依次加入到40 mL蒸馏水中,置于100 mL烧杯中,搅拌10 min至固体全部溶解;然后称量0.1 g锂皂石加入上述清液中,搅拌均匀,形成混合溶液1;准确称量0.25 g过硫酸铵加入到10 mL蒸馏水中,搅拌至溶液变澄清,并加入到混合溶液1中,搅拌10 min,形成混合溶液2,将混合溶液2置于50℃恒温箱中,24 h后取出切块,并用蒸馏水冲洗数次,然后置于100℃恒温箱中烘干48 h,取出并利用800S组织搅碎机搅碎,即可得到形状不规则的微米级颗粒。

1.2.2 性能评价

外观描述 利用光学显微镜和BT-9300S激光粒度分析仪观察调驱剂颗粒吸水前后的外观形态,并分析其尺寸分布,其中膨胀前粒度分析仪测量时所用介质为无水乙醇,膨胀后粒度分析曲线为调驱剂颗粒在模拟地层水中吸水48 h后测得。

膨胀性能 采用称重法评价调驱剂颗粒的膨胀性能。分别将质量为 m_0 的调驱剂颗粒置于20 mL试管中,再向试管中加入蒸馏水或模拟地层水,然后将试管置于恒温75℃的振荡水浴中恒速振荡,在不同时间用筛网将试管中液体过滤,用滤纸吸干调驱剂颗粒表面的水,称其湿重为 m_t ,则其膨胀倍数为 $(m_t - m_0)$ 与 m_0 之比。

耐剪切性能 用河南油区SH区块模拟地层水配制2组质量浓度为1 000 mg/L的调驱剂颗粒分散体系,在75℃,剪切速率为6 r/min的条件下测定分散体系的表观粘度(η_0)。分别用搅拌器在600和6 000 r/min的剪切速率下对分散体系连续剪切20 s后,每隔10 min,在75℃,剪切速率为6 r/min的条件下测定分散体系的表观粘度(η_t),直至分散体系粘度变化不大,用 η_t 与 η_0 之比计算表观粘度保留率。

粘弹性能 将一定质量的调驱剂颗粒加入模拟地层水中并以较低搅拌速率在75℃下搅拌48 h,

用滤纸过滤出多余的水,利用RS600型Hakker流变仪锥板系统进行测量,恒温75℃,首先在固定频率1.0 Hz条件下,做应力扫描,找出粘弹性的线性平台区,然后在固定应力条件下,在0.01~100 Hz内做频率扫描,测出不同频率下的弹性模量和粘性模量。

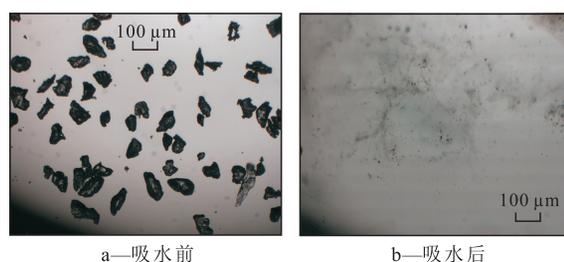
封堵性能 调驱剂颗粒对多孔介质的封堵性能可以用阻力因子、残余阻力因子和封堵率来表征。实验温度为75℃,选取5块不同渗透率的裂缝性岩心,岩心基础数据见表1。首先将岩心抽真空,饱和地层水,测定孔隙体积和孔隙度,以0.3 mL/min的速度水驱1.6倍孔隙体积,记录稳定压差(Δp_1)并计算水驱状态下的水测渗透率(K_1),然后以0.1 mL/min的注入速度注入2 000 mg/L的调驱剂颗粒分散体系0.4倍孔隙体积,记录岩心两端稳定压差(Δp_2)并计算此时渗透率(K_2),静置48 h后以相同的水驱速度水驱4倍孔隙体积,记录稳定压差(Δp_3)并计算此时渗透率(K_3),最后,计算调驱剂颗粒封堵前后阻力因子、残余阻力因子和封堵率。

提高采收率能力 利用双管并联模型模拟油藏的非均质性,借助岩心驱油实验评价了调驱剂的提高采收率能力,实验流程与封堵性能实验类似。实验用2个裂缝性岩心渗透率分别为 58×10^{-3} 和 $234 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,模拟低渗透层和高渗透层,级差为4.03;低渗透层和高渗透层的孔隙度分别为17.5%和22.5%,含油饱和度分别为65%和79%。实验温度为75℃。实验步骤包括:①将2个裂缝性岩心抽真空,饱和地层水,测量孔隙度和岩心渗透率;②用模拟油恒速驱替岩心中的水,直至出口端无水流出,计算含油饱和度;③恒速水驱饱和原油的岩心,直至出口端无油流出,记录压力变化,计算水驱采收率;④以0.1 mL/min的注入速度注入质量浓度为2 000 mg/L的调驱剂颗粒分散体系0.4倍孔隙体积,静置48 h后水驱,直至出口端无油流出,记录压力变化,计算最终采收率。

2 实验结果分析

2.1 外观描述

在光学显微镜下,吸水前调驱剂颗粒为形状不规则的块状微米颗粒,吸水后调驱剂颗粒明显变大,在水溶液中几乎透明(图1)。由调驱剂颗粒在模拟地层水中吸水前后的粒度分布(图2)可见,吸水前干颗粒的粒径为24.82~637.14 μm ,平均值为66.87 μm ;吸水后粒径曲线右移,粒径平均值增大为236.29 μm ,约为初始粒径的3.53倍。从尺寸和形态



a—吸水前 b—吸水后
图1 调驱剂颗粒吸水前后的微观照片

Fig.1 Microscopic photos of profile control agent particles before and after swelling

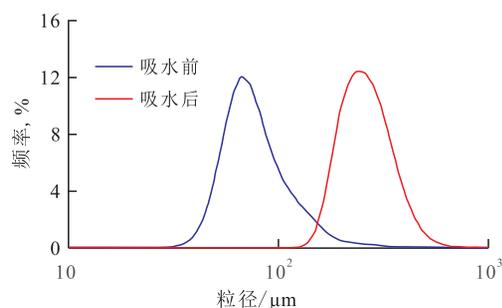


图2 调驱剂颗粒吸水前后的粒度曲线

Fig.2 Grain size analysis curves of profile control agent particles before and after swelling

来看,调驱剂颗粒粒径略大于油藏的裂缝开度,但因调驱剂颗粒的变形性,完全满足调驱剂“进得去”的要求,也能实现油藏深部裂缝“堵得住”的需要。

2.2 膨胀性能

由75℃条件下调驱剂颗粒在蒸馏水和模拟地层水中的膨胀规律对比(图3)可见,2条曲线变化趋势基本一致,调驱剂颗粒在初期迅速吸水,膨胀倍数迅速增大,20 h之后吸水速度明显减缓,表现为膨胀倍数略有增大,当吸水48 h之后,膨胀倍数基本保持不变,因此取48 h吸水膨胀倍数为调驱剂颗粒的最终膨胀倍数。调驱剂颗粒在蒸馏水和模拟地层水中的膨胀倍数分别为80和64.22,在68 460 mg/L的高矿化度下,膨胀倍数仅减小了19.7%,且在75℃条件下,调驱剂颗粒在48 h之后也未出现热降解现象,这说明研制的调驱剂颗粒具有很好的耐温

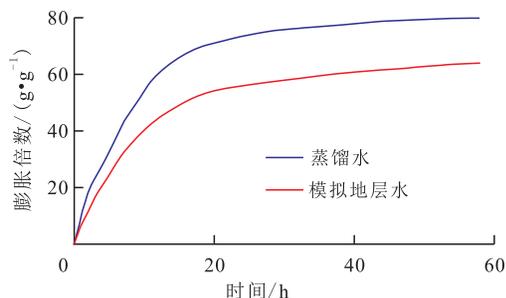


图3 蒸馏水和模拟地层水中调驱剂颗粒膨胀规律对比

Fig.3 Expansion law correlation of profile control agent particles in distilled water and simulated formation water

耐盐性,可满足高温高盐油藏深部调驱的需要。

2.3 耐剪切性能

由质量浓度为1 000 mg/L的调驱剂颗粒分散体系在不同剪切速率下连续剪切20 s后的粘度保留率(图4)可看出,在低剪切速率(600 r/min)下,剪切恢复性能很好,在110 min内粘度保留率能达到90%以上;在高剪切速率(6 000 r/min)下,粘度恢复性能较差,在110 min内粘度保留率仅为38.1%,但在250 min内粘度保留率也能达到70%左右,这说明在高剪切速率下,物理交联剂锂皂石使合成调驱剂颗粒的内部网络结构保持稳定,该调驱剂颗粒分散体系具有较好的耐剪切性能。

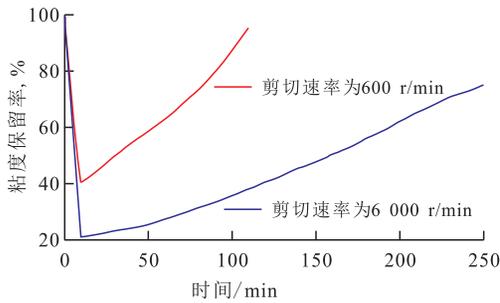


图4 调驱剂颗粒分散体系剪切后的粘度保留率

Fig.4 Viscosity retention rate of dispersion system of profile control agent particles after shearing

2.4 粘弹性

由调驱剂颗粒膨胀后弹性模量和粘性模量随频率的变化(图5)可见,调驱剂颗粒吸水膨胀后具明显的粘弹性,弹性模量和粘性模量分别为1 600和150 Pa,弹性模量大于粘性模量,整体表现出软固体的性质,这也是调驱剂颗粒吸水膨胀后在多孔介质中可变形通过的原因之一。在矿场应用中,应根据实际需要调整调驱剂颗粒的粘弹性,既保证不被多孔介质剪切破坏,又保证具有一定的封堵强度。

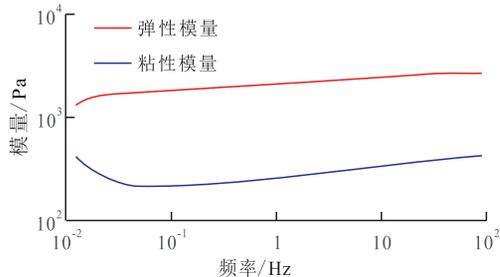


图5 调驱剂颗粒模量随频率的变化

Fig.5 Modulus of profile control agent particles with the increase of frequency

2.5 封堵性能

根据调驱剂颗粒封堵前后的压差计算了不同渗透率下的阻力因子、残余阻力因子及封堵率。由计算结果(图6)可看出,随着裂缝性岩心渗透率的

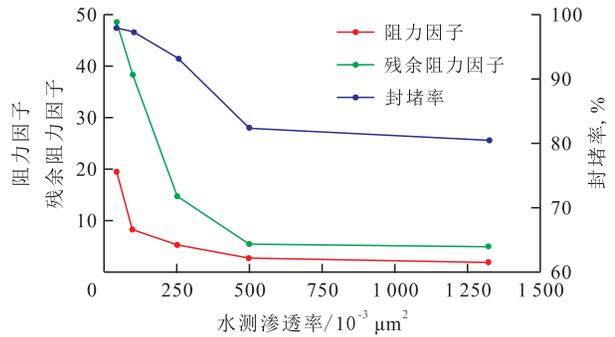


图6 不同渗透率岩心的阻力因子、残余阻力因子和封堵率

Fig.6 Resistance factor, residual resistance factor and plugging rate with the increase of permeability

增大,调驱剂颗粒通过岩心时的阻力因子减小,当渗透率大于500×10⁻³ μm²时,阻力因子几乎不变。这说明对于渗透率大于500×10⁻³ μm²的岩心,调驱剂颗粒分散体系的注入能力和流动能力较强,对于渗透率小于500×10⁻³ μm²的岩心,其注入能力和流动能力较差,但是阻力因子相对偏低,最大为20左右。这说明分散体系在中、低渗透岩心中仍具有良好的注入性和流动性。随着渗透率的增大,残余阻力因子和封堵率逐渐变小,在500×10⁻³ μm²之后变化较小,这说明调驱剂颗粒分散体系对于渗透率小于500×10⁻³ μm²的裂缝性岩心具较好的封堵性能,但是在渗透率的实验范围内,分散体系的封堵率均在80%之上,总体封堵效果较好。为了提高渗透率大于500×10⁻³ μm²高渗透层的封堵效果,建议增大调驱剂颗粒的粒径或者增强其膨胀性能。

2.6 提高采收率能力

由双管并联驱油实验调驱效果及分流率(图7)可见,调驱剂颗粒注入后,注入压力明显上升,高渗透层分流率明显下降,低渗透层分流率上升,综合含水率呈下降趋势,这说明调驱剂颗粒注入后可明显调整模型非均质性,含水率由调驱前的98.7%降至调驱后的74.1%。调驱剂颗粒封堵后,在后续水驱作用下,采收率明显提高,由调驱前的34.9%升至

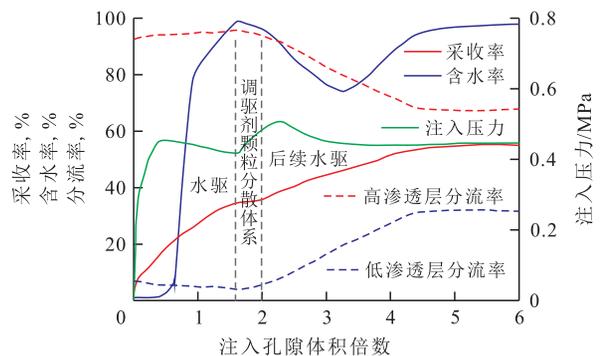


图7 双管并联驱油实验的调驱效果及分流率

Fig.7 Oil displacement experiment results and fractional rate of double tube parallel model

调驱后的55%,较水驱提高采收率幅度达20.1%。

3 结论

以丙烯酰胺、二甲基二丙烯酰胺基磺酸钠为共聚单体,以过硫酸铵为引发剂,N,N-亚甲基丙烯酰胺为化学交联剂,锂皂石为物理交联剂,采用溶液聚合法合成了一种耐温耐盐的调驱剂颗粒。合成的调驱剂为不规则的块状颗粒,初始平均粒径为66.87 μm,在高温高盐环境中具很好的膨胀性能,在75℃的模拟地层水中吸水48 h后粒径能达到初始粒径的3.53倍左右,具有较好的耐温、耐盐和耐剪切性能。该调驱剂颗粒为粘弹性颗粒,能够在多孔介质或者裂缝中变形通过,进而进入到油藏深部,真正实现深部调剖的作用。在渗透率的实验范围内,调驱剂的封堵率均大于80%,封堵效果较好,在渗透率级差为4.03的条件下,调驱剂注入后吸水剖面改善明显,水驱后提高采收率幅度达20.1%。该调驱剂颗粒在裂缝性高温高矿化度非均质油藏具有较强适应性,在同类油藏具有广阔的应用前景。

参考文献:

- [1] 王道富. 鄂尔多斯盆地特低渗透油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,2007:79-83.
Wang Daofu. The development of the extra-low permeability oilfields in Ordos basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 79-83.
- [2] 李道品. 低渗透油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1999:16-20.
Li Daopin. The development of the low permeability sandstone oil-field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 16-20.
- [3] 王振宇,陶夏妍,范鹏,等. 库车坳陷大北气田砂岩气裂缝分布规律及其对产能的影响[J]. 油气地质与采收率,2014,21(2):51-56.
Wang Zhenyu, Tao Xiayan, Fan Peng, et al. Distribution rule of fractures and their effect on deliverability in sandstone reservoirs, Dabai gas field, Kuqa foreland basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 51-56.
- [4] 刘洪,张仕强,钟水清,等. 裂缝性油藏注水开发水淹力学机理研究[J]. 钻采工艺,2006,29(4):57-60.
Liu Hong, Zhang Shiqiang, Zhong Shuiqing, et al. Study on the mechanics mechanism of watered-out in waterflooding fractured reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29(4): 57-60.
- [5] 王嘉晨,侯吉瑞,赵凤兰,等. 非均质岩心调堵结合技术室内实验[J]. 油气地质与采收率,2014,21(6):99-101.
Wang Jiachen, Hou Jirui, Zhao Fenglan, et al. Laboratory study on combination technology of profile control and water plugging on heterogeneous core [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 99-101.
- [6] 刘文梅,袁勇,李传武,等. 濮城油田复合型多段塞深部调剖技术[J]. 石油钻探技术,2003,31(6):56-58.
Liu Wenmei, Yuan Yong, Li Chuanwu, et al. Applications of compounding sectional deep-profile control technology in Pucheng Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003, 31(6): 56-58.
- [7] 赵修太,董林燕,付敏杰,等. 橡胶-聚合物冻胶体系堵水适应性分析[J]. 油气地质与采收率,2014,21(6):84-86.
Zhao Xiutai, Dong Linyan, Fu Minjie, et al. Adaptability analysis on rubber-gel composite system for water shutoff [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 84-86.
- [8] 鲁娇,彭勃,李明远,等. 三种低黏度交联聚合物调驱剂研究进展[J]. 油田化学,2010,27(1):106-111.
Lu Jiao, Peng Bo, Li Mingyuan, et al. Development in crosslinked polymer based flooding fluids of low viscosity for EOR [J]. Oilfield Chemistry, 2010, 27(1): 106-111.
- [9] Bai B J, Zhang H. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow [J]. SPE Journal, 2011, 16(2): 388-400.
- [10] Bai B J, Liu Y Z, Coste J P, et al. Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media [C]. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 17-21 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2004, SPE 89468: 176-184.
- [11] 谢全,蒲万芬,邢杨梅,等. 预交联凝胶封堵性实验研究[J]. 特种油气藏,2006,13(4):92-93,103.
Xie Quan, Pu Wanfen, Xing Yangmei, et al. Experimental study on seal-off behavior of pre-crosslinked gel [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2006, 13(4): 92-93, 103.
- [12] 谭俊领,张涛,马丽萍,等. 特低渗油藏氮气微球交替驱技术研究[J]. 特种油气藏,2014,21(2):119-122.
Tan Junling, Zhang Tao, Ma Liping, et al. Nitrogen alternating microspheres flooding in ultra-low permeability reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(2): 119-122.
- [13] 任闽燕,赵明宸,徐赋海,等. 海水基弹性微球深部调驱工艺在埕岛油田的应用[J]. 油气地质与采收率,2014,21(1):81-83.
Ren Minyan, Zhao Mingchen, Xu Fuhai, et al. Application of elastic microspheres of seawater based for deep profile control in offshore Chengdao oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 81-83.
- [14] 姚传进,雷光伦,高雪梅,等. 孔喉尺度弹性微球调驱体系的流变性质[J]. 油气地质与采收率,2014,21(1):55-58.
Yao Chuanjin, Lei Guanglun, Gao Xuemei, et al. Rheological properties of pore-scale elastic microspheres profile control and flooding system [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 55-58.
- [15] 孙焕泉. 聚合物驱后井网调整与非均相复合驱先导试验方案及矿场应用——以孤岛油田中一区Ng3单元为例[J]. 油气地质与采收率,2014,21(2):1-4.
Sun Huanquan. Application of pilot test for well pattern adjusting heterogeneous combination flooding after polymer flooding—case of Zhongyiqu Ng3 block, Gudao oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 1-4.