文章编号:1000-4092(2019)03-434-06

耐酸颗粒堵剂在低渗透油田注水井中的应用*

李泽锋[1],邵秀丽[1],钱 涛[2]

(1.川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司,陕西 西安710021;2.川庆钻探工程有限公司安全环保质量监督检测研究院,四川 广汉 618300)

摘要:为改变低渗透油藏地层非均质性,提高地层流体波及体积,降低注水井的注水压力,提高注水量,以膨胀倍数、耐酸性能、封堵性能等为性能指标,优选了一种具有良好抗盐抗酸性能的颗粒堵剂SDJ。研究结果表明,颗粒堵剂SDJ在60℃、50000 mg/L模拟盐水中膨胀倍数可达8.5倍,酸化处理后膨胀保留率最高可达20.83%;对渗透率为997×10^{-3} μm²的填砂管的封堵率达到99.5%以上,对渗透率为1.824×10^{-3} μm²的岩心的封堵率可达94.7%。现场试验结果表明,耐酸颗粒堵剂SDJ加入后升压2.0 MPa左右,注酸后注水压力下降6.0 MPa,注水排量提升40.6%,降压增注效果良好,吸水剖面得到明显改善。图11表3参10

关键词:颗粒堵剂;注水井;降压增注;暂堵酸化;吸水剖面

中图分类号:TE39 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.03.010

0 前言

在低渗油田的开采过程中,注水开发是当今最为经济有效的提高采收率技术。在注水过程中,面临注水井"欠注"的问题,即实际注水量不能达到油田开发设定的日注水量,使油田开发的储层能量不能得到有效的供给和补充,影响对应受效油井和井组产量。降压增注技术可以降低注水井的注水压力,提高注水量,是目前解决低渗油田注水井"欠注"问题的有效措施。

对于油压相对较高、以降压增注和调剖为目的注水井,采用颗粒暂堵剂封堵为主,颗粒堵剂注入地层中可以改善地层非均质性[1-5],其主要作用机理是不同类型的调剖堵水剂在注入油井或水井后,在地层孔隙通道中通过化学或物理作用控制或改变水在地层中的渗流状态,封堵地层裂缝[6-7]。封堵后需对地层进行酸化处理,达到降压增注、提高油田采收率的目的,这就要求颗粒堵剂除了要满足适应地层的各项指标外,还要有较好的抗酸性。

目前我国研制开发的常规无机堵剂、有机凝胶堵剂均因抗酸性能差或强度不够,难以满足油藏堵水和酸化联合作业的要求,同时在地层高矿化度条件下,常规堵剂不具有较好的膨胀性,难以达到施工效果。本文筛选了一种兼具良好抗盐耐酸性的颗粒堵剂SDJ,同时对其各项性能进行了研究和探索,并采用该堵剂进行了现场注水井暂堵酸化作业。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

颗粒堵剂:SAKDI、SAKDII,工业级,石大奥德科技有限公司;NDT-1、NDT-2,工业级,胜利方圆化工分公司;SDJ,工业级,成都科菲特科技股份有限公司;螯合酸,配方为:12%HCl+3%HF+5%羟基乙叉二膦酸HEDP+0.3%EDTA+1.0%CA+0.5%季铵盐缓蚀剂,自制。实验用水为模拟地层盐水,矿化度

* **收稿日期:**2018-12-03;**修回日期:**2019-02-16。

基金项目:国家科技重大专项"储层改造关键流体研发"(项目编号2017ZX05023-003-006)。

作者简介:李泽锋(1989–),男,工程师,西南石油大学应用化学专业硕士(2015),主要从事储层改造液体研发及增产相关工作,通讯地址:710021陕西省咸阳市渭城区朝阳七路,电话:029-86021710,E-mail:cj_lizef@cnpc.com.cn。

50000 mg/L，由 17.74 g NaCl、2.44 g $CaCl_2$和 5.63 g $MgCl_2 \cdot 6H_2O$加入 500 mL 纯水中配制而成。

岩心流动仪，江苏华安科研仪器有限公司。

1.2　实验方法

依照中国石油天然气行业标准 SY/T 5590—2004《调剖剂性能评价方法》进行评价实验。

（1）堵剂的膨胀性能测试

在 60℃下，在两个 250 毫升烧杯中分别加入 150 mL 的纯水和矿化度为 50000 mg/L 的模拟地层盐水，然后将包有 1.0000 g（m_1）颗粒堵剂的纱绢袋置于上述烧杯中，一定时间后取出纱绢袋，用纸擦干纱绢袋表面的水，称取吸水后的颗粒堵剂质量 m_2，m_2与 m_1之比即为颗粒堵剂的膨胀倍数。

（2）堵剂的抗酸性能测试

将吸水后质量为 m_2的颗粒堵剂置于 60℃的 15 mL 的螯合酸中，3.5 h 后取出测剩余颗粒堵剂的质量 m_3，酸化后 m_3质量保留值越大，说明颗粒堵剂抗酸性越好，由 m_3与 m_1之比计算颗粒堵剂的在酸中的保留膨胀倍数，由式 m_3与 m_2之比计算颗粒堵剂在酸中的膨胀保留率。

（3）封堵性能测试

选取填砂管进行岩心驱替实验，实验温度为 60℃。将填砂管填砂、称重，以 3 mL/min 的流速注入模拟地层水直至饱和，待填砂管出口液体流速稳定后，记录压差 p_1，称取饱和待测液后填砂管质量，计算填砂管的孔隙度和堵前渗透率 K_1；从填砂管中取出适量的砂，放入 2.0000 g 堵剂，测定堵剂在填砂管中的长度 L，再注入模拟地层盐水，直至填砂管出口端留下第一滴液体且以后不断有液体流出，此时进口端压力表读数为堵剂的突破压力 p_2，待流速稳定后记录稳定压差 p_3，并计算堵后渗透率 K_2。由 K_1与 K_2之差与 K_1之比计算堵剂的堵水率%，由 p_3与 p_1之比计算堵剂的阻力系数，由 p_2与 L之比计算堵剂的突破压力梯度。

选取现场岩心试样进行岩心驱替实验，将现场岩心试样劈成两半，中间填入颗粒堵剂后利用胶带将劈开的现场岩心试样缠起来，测定颗粒堵剂在现场岩心试样中的封堵效果，实验完成后观察封堵后颗粒堵剂在现场岩心中的膨胀情况。

2　结果与讨论

2.1　颗粒堵剂优选

体膨胀颗粒堵剂适用于非均质性强、大孔道发育和含水率高的油水井的封堵调剖，其工作原理是：在油的作用下堵剂的体积不发生变化，而在水的作用下堵剂的体积发生膨胀，在地层深部产生流动阻力，引起注入水在高渗层和大孔道中分流，并改变方向，同时引起地层压力场和流线场发生改变，进而提高注入水的波及体积，改善注入水的开发效果[8-10]。

由于膨胀性是颗粒堵剂基本性能，抗酸性是颗粒堵剂能否适用于现场酸化增注的重要参考指标，故以颗粒堵剂膨胀性和抗酸性作为评价指标，筛选符合现场需要的性能优良的颗粒堵剂。

在 60℃下，SAKDI、SAKDII、NDT-1、SDJ、NDT-2 等 5 种颗粒堵剂分别在纯水和模拟地层盐水中的膨胀倍数随时间的变化见图 1 和图 2。在纯水中，SAKDI、SAKDII 和 SDJ 显示出较好的膨胀性，60℃

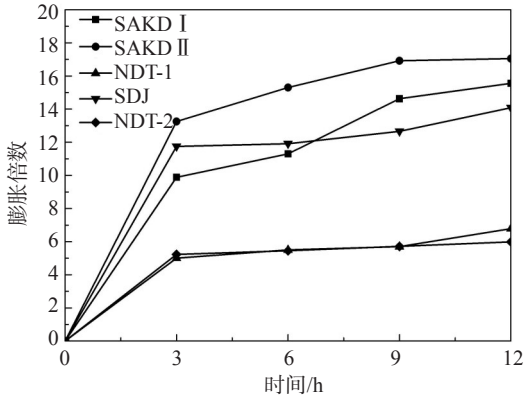


图 1　不同颗粒堵剂在纯水中吸水膨胀曲线

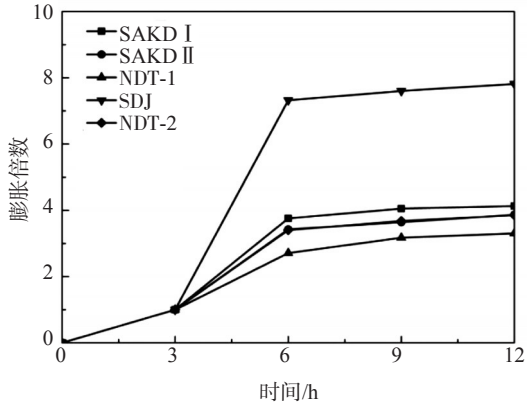


图 2　不同颗粒堵剂在模拟地层盐水中吸水膨胀曲线

下吸水 12 h 后，这 3 种颗粒堵剂的膨胀倍数依次为 15.6、17.1、14.1 倍；在矿化度为 50000 mg/L 的模拟地层盐水中，SDJ 显示出较好的膨胀性，吸水 12 h 后膨胀 8 倍，其余颗粒堵剂都不足 4 倍。

将以上分别在纯水和矿化度为 50000 mg/L 的模拟地层盐水中吸水膨胀 12 h 的 5 种颗粒堵剂置于螯合酸中，3.5 h 后堵剂的保留膨胀倍数和保留率实验结果见表 1 和表 2。颗粒堵剂 SDJ 在纯水和模拟地层盐水中吸水膨胀后均有较好的抗酸能力，纯水中吸水后酸化最终保留膨胀倍数为 8.0 倍，在模拟地层盐水中吸水后酸化最终保留膨胀倍数为 6.1 倍，其他几种颗粒堵剂的均不足 4.0 倍，其中 SAKDI 的抗酸性能最差，最终膨胀保留倍数仅 1.3 倍。

综上，颗粒堵剂 SDJ 具有较好的吸水膨胀性和抗酸性，能满足现场施工性能要求。

表 1 不同颗粒堵剂在纯水中吸水膨胀后在螯合酸中的膨胀保留倍数和保留率(60℃)

堵剂	膨胀倍数	保留膨胀倍数	保留率/%
SAKDI	15.6	1.3	8.3
SAKDII	17.1	2.5	14.6
NDT-1	6.8	3.9	57.4
SDJ	14.1	8.0	56.7
NDT-2	6.0	3.7	61.7

表 2 不同颗粒堵剂在模拟地层盐水中吸水膨胀后在螯合酸中的膨胀保留倍数和保留率(60℃)

堵剂	膨胀倍数	保留膨胀倍数	保留率/%
SAKDI	4.5	1.9	42.2
SAKDII	4.0	1.8	45.0
NDT-1	3.5	3.5	97.0
SDJ	7.9	6.1	77.2
NDT-2	3.9	3.6	92.3

2.2 颗粒堵剂 SDJ 性能

SDJ 颗粒堵剂主要由丙烯酰胺、含羟基、氨基、磺酸基及阳离子单体交联聚合制备而成，属于交联聚丙烯酰胺类颗粒堵剂，主要靠交联聚合物空间网络吸水溶胀，通过控制交联剂浓度使颗粒堵剂达到最佳凝胶强度，具有优良的抗酸性能。

为满足现场不同裂缝规模地层封堵需要，实验室将 SDJ 分为 3 个粒径范围，分别是 SDJ-1：160 μm<Φ<355 μm；SDJ-2：355 μm<Φ<600 μm；SDJ-3：600 μm<Φ<1000 μm，对 3 个粒径范围的颗粒堵剂 SDJ 进行性能测试。

2.2.1 颗粒堵剂 SDJ 的吸水膨胀性

60℃下，3 种不同粒径的 SDJ-1、SDJ-2、SDJ-3 的颗粒堵剂的吸水膨胀倍数随时间变化见图 3。颗粒堵剂 SDJ 的吸水速率较快，在吸水 0.5 h 后，颗粒质量基本保持不变，吸水倍数随着粒径变大稍有降低，但变化不大，SDJ-1、SDJ-2 和 SDJ-3 的最终膨胀倍数分别为 14.0、14.1 和 12.2，说明颗粒堵剂 SDJ 具有较好的吸水性。颗粒堵剂 SDJ 分子中含有羟基、氨基、磺酸基等亲水基团，在交联剂的作用下发生交联，最终形成不溶于水但在水中能够高度溶胀的凝胶，遇水后能迅速膨胀，大量吸水并将水保存在网状聚合物中间。

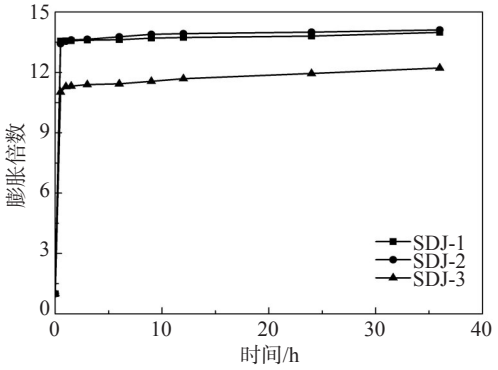


图 3 颗粒堵剂 SDJ 在纯水中吸水膨胀曲线

2.2.2 颗粒堵剂 SDJ 抗盐性

60℃下，将 3 种不同粒径 SDJ-1、SDJ-2、SDJ-3 的颗粒堵剂置于矿化度为 50000 mg/L 的模拟地层盐水中，堵剂的吸水膨胀倍数随时间的变化见图 4。每种粒径的颗粒堵剂 SDJ 的最终吸水膨胀倍数均在 8.5 倍左右，说明颗粒堵剂 SDJ 具有较强的抗盐性能。这是由于颗粒堵剂中引入的磺酸基拥有稳

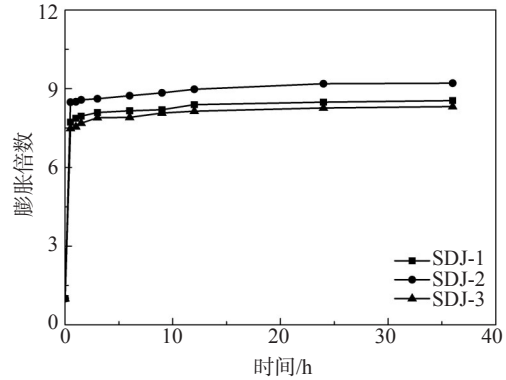


图 4 颗粒堵剂 SDJ 在模拟地层盐水中吸水膨胀曲线

定的电荷结构，对外界阳离子进攻不敏感，在高离子浓度盐水中使酰胺基得到保护，不易水解。

2.2.3　颗粒堵剂SDJr的抗酸性

分别称取在纯水和模拟地层盐水中吸水膨胀后的颗粒2.0000 g，60℃下置于15 mL的鳌合酸中，吸水膨胀后堵剂的剩余质量随时间的变化见图5和图6。随着浸泡时间延长，吸水膨胀后的颗粒堵剂质量均逐渐减少；颗粒粒径越大，与酸接触的表面积越小，抗酸能力越好。颗粒堵剂SDJ的结构致密，表面圆润，颗粒保持独立完整的状态，在酸中仍能保持稳定的结构，受酸影响较小。现场施工中应合理控制施工时间，发挥颗粒堵剂的最大作用效果。

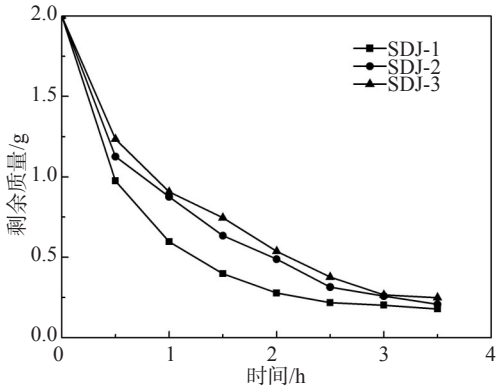


图5　SDJ在下纯水中吸水后的抗酸曲线（60℃）

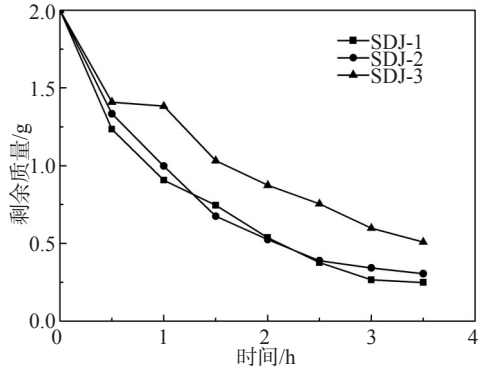


图6　SDJ在模拟地层盐水中吸水后的抗酸曲线

2.2.4　颗粒堵剂SDJ的封堵性

用矿化度50000 mg/L的模拟地层水做驱替液，利用填砂管在60℃下对3种粒径的颗粒堵剂SDJ进行岩心封堵实验，实验结果见表3。实验结果显示，每种粒径的颗粒堵剂SDJ对渗透率为1049×10^{-3} μm^2的填砂管都具有良好的封堵能力，封堵率均在99.5%以上，且拥有较高的阻力系数。颗粒堵剂SDJ注入填砂管后在缝隙中填充、吸水膨胀，形成具有一定强度的大颗粒，在孔隙介质中间形成物理堵塞，阻止水流通过或改变水流方向，达到封堵地层水，降低渗透率的目的。

表3　3种粒径的颗粒堵剂SDJ对填砂管的封堵性能

堵剂	孔隙度/%	渗透率/（10^{-3} μm^2）		堵水率/%	平衡压力/MPa	阻力系数	突破压力/MPa	突破压力梯度/（MPa·cm^{-1}）
		封堵前	封堵后					
SDJ-1	31.6	1049	3.0	99.7	8.1	324	11.1	37.0
SDJ-2	31.6	1049	1.5	99.8	13.6	639	15.2	50.7
SDJ-3	31.6	1049	1.5	99.8	14.3	641	14.9	49.2

由于低渗油藏中地层岩石致密，孔隙体积小，故SDJ-1颗粒更加符合现场施工要求。用50000 mg/L的模拟地层水做驱替液，利用现场岩心试样在60℃下对SDJ-1颗粒堵剂进行岩心封堵实验，压力曲线见图7。

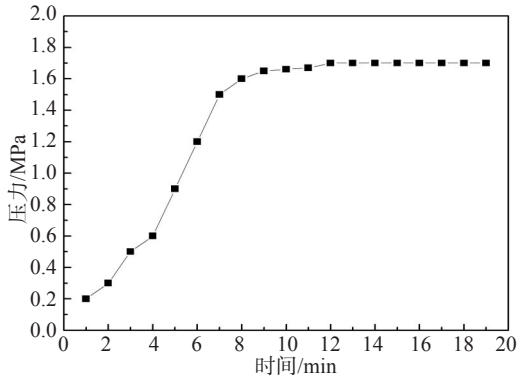


图7　SDJ-1颗粒堵剂现场岩心封堵实验压力曲线

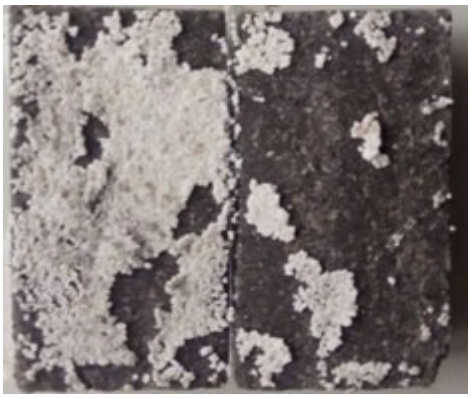


图8　SDJ-1颗粒堵剂现场岩心封堵实验后颗粒膨胀情况

实验结果显示，SDJ-1颗粒封堵后封堵率为94.7%，阻力系数为2.83，突破压力梯度为35.6 MPa/cm。从图8可以看出，SDJ-1颗粒封堵后仍能保持较好的颗粒状，颗粒结构稳定，阻力系数高，对于现

场岩心具有良好的封堵能力。

2.3 现场应用效果

现场试验根据低渗透油藏注水井前期注水情况，结合暂堵酸化工艺技术，配套了酸液在线增注和颗粒堵剂搅拌设备。酸液在线增注设备过酸部件全部采用耐酸蚀能力较强的哈氏合金材质组成，耐酸性满足现场作业要求，同时加入自动控制系统和数据采集系统，实现全自动、精细化现场作业。暂堵酸化采取大段笼统合注，利用不同簇间的渗透率和吸水指数不同的特点，暂堵剂优先进入高渗区并且在高渗区近井带形成暂堵，减少高渗区酸液量，实现近井带自然选择性封堵，提高低渗区入酸液量。

目前完成注水井暂堵酸化3口井（图9，图10），其中地XX井于2010年7月高能气体压裂投注长8_1^1层，投注即高压欠注；于2013年、2014年、2017年分别进行3次酸压增注措施，平均有效期6个月，整体措施后有效期短，增注量低，增注压力高。该井长期欠注，机杂堵塞储层深部；多次解堵有效距离短；吸水剖面不均一，指进明显，液体效率低；酸液二次沉淀成分复杂，解堵不彻底。2018年9月，进行了暂堵酸化作业。施工前，注水压力17.0 MPa，日注28 m^3，吸水剖面显示该井吸水不均，底部高渗带吸水严重，上段不吸水。施工后，单井日增注量较措施前提高了40.6%，注水压力下降6.0 MPa，降压增注效果显著，吸水剖面得到明显改善。

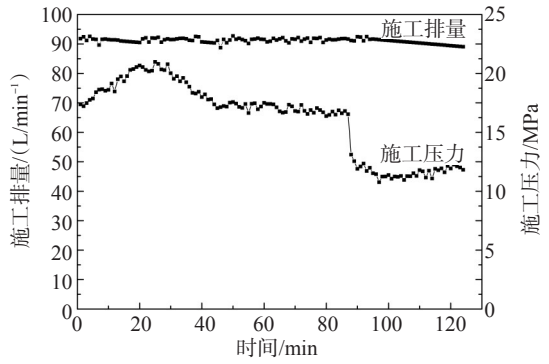
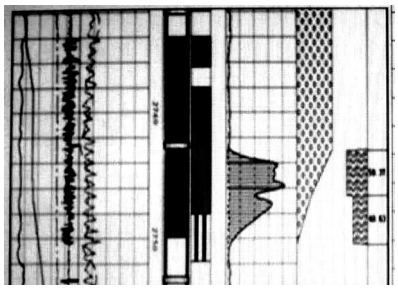
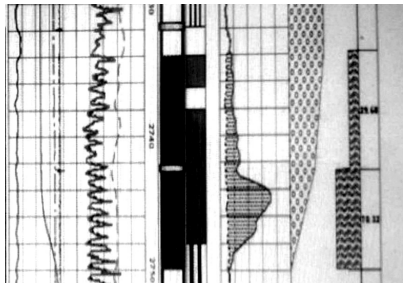


图9 地××井暂堵酸化施工曲线



(a)措施前



(b)措施后

图10 地××井注水剖面改善效果对比

3 结论

耐酸颗粒堵剂SDJ具有较好的抗盐性，不同粒径的颗粒堵剂均能保持8.5倍的吸水倍数，且具有一定的耐酸性能。

耐酸颗粒堵剂可有效封堵大孔喉和裂隙，酸化作业后注水井注水压力降低，注水量提升，注水剖面明显改善，降压增注效果明显。

颗粒堵剂在低渗透油田注水井暂堵酸化作业中具有良好的应用前景。

参考文献：

[1] 李克华，王春雨，赵福麟. 颗粒堵剂粒径与地层孔径的匹配关系研究[J]. 断块油气田，2000，7(5)：24-25.

[2] 李道山，周嘉玺，倪方天，等. 大港油田南部高温高盐油藏污水聚合物驱实验研究[J]. 大庆石油地质与开发，2007. 26(4)：100-104.

[3] 罗跃，王正良，肖传敏，等. 中原油田调剖堵水使用的颗粒堵剂[J]. 油田化学，1999，16(2)：132-133.

[4] 刘庆普，侯斯健，哈润华. 互穿聚合物网络型油田堵水剂[J]. 天津大学报，1996，29(4)：475-481.

[5] 王彦玲，孙镛，张智，等. 耐温型、强吸附、新型高效堵水剂的研究[J].精细与专用化学品，2001，16(12)：16-18

[6] 陈福明，田峰，李伯芬，等.纳米级封堵剂及其应用[J].钻井液与完井液，2014，31 (4)：71-74.

[7] 陈启斌，马宝歧，倪炳华. 泡沫冻胶性质的几种影响因素[J]. 华东理工大学学报，2007，33(1)：71-74.

[8] 董宝城.注水井调剖与油井堵水用的膨胀型聚丙烯酰胺[J].油田化学，1987，4(2)：91-97.

[9] 唐孝芬，刘玉章，向问陶，等. 交联聚合物凝胶调堵剂性能评价指标及方法[J].石油钻采工艺，2004，16(2)：49-55.

[10] BORODIN E G，ROSNEFT P E，VAKHROUSHEV S M，et al. Application of relative permeability modifiers to control water cut following hydraulic fracturing in Western Siberia Oilfields—Russian case history study[C]. SPE 102329，2009.

Application of Acid-resistant Granule Plugging Agent in Injection Well of Low Permeability Oilfield

LI Zefeng[1], SHAO Xiuli[1], QIAN Tao[2]

(*1. Changqing Downhole Technology Operating Company, Chuanqing Drilling Engineering Limited Company, Xi'an, Shaanxi 710021, P R of China; 2. Safety and Environment Quality Supervision & Testing Research Institute, Chuanqing Drilling Engineering Limited Company, Guanghan, Sichuan 618300, P R of China*)

Abstract: In order to improve formation heterogeneity of stratum, increase sweep volume of displacement agent, reduce water injection pressure and increase water injection capacity, a kind of particle plugging agent SDJ with good salt and acid resistance was selected from the aspects of expansion ratio, acid resistance and plugging performance. The results showed that the swelling ratio of SDJ was 8.5 times in simulated brine with salinity of 50000 mg/L at the temperature of 60℃. The swelling retention rate was up to 20.83% after acidification treatment. The plugging rate in sand filling pipe with permeability of 997×10^{-3} μm^2 was over 99.5%. The plugging rate in core with permeability of 1.824×10^{-3} μm^2 was 94.7%. Field test results showed that the pressure was raised by 2.0 MPa after injection of the acid-resistant granules, and the water injection displacement was increased by 40.6% after acid injection, and the water injection pressure was reduced by 6.0 MPa. The effect of depressurization and injection-increasing of SDJ was excellent, and the injection profile was modified obviously

Keywords: *particulated plugging agent; injection wells; temporary blocking of acidification; depressurization and injection-increasing; absorbent profile.*

(上接第433页。continued from p.433)

Development and Performance Evaluation of an Alkali-free Composite Flooding System for Shengli Oilfield

PAN Yiping, GE Jijiang

(*College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, P R of China*)

Abstract: In order to reduce the interfacial tension between oil and water in alkali-free binary flooding and maintain the viscosity of polymer solution at the same time, aiming at the formation conditions of Shengli ST oilfield, the effects of surfactants such as oleic acid amide carboxybetaine (OAB) and alkanolamide (WCXA) on the viscosity of hydrophobic associating polymer (AP) solution and its interfacial tension with crude oil of Shengli ST oilfield were studied. And the oil displacement performance of binary oil displacement system composed of compound surfactant and AP was evaluated. The results showed that the interfacial tension between the binary system composed of single WCXA or OAB and polymer AP and crude oil could not reach ultra-low value. The combination of WCXA and OAB could produce synergistic effect. Increasing the proportion of WCXA could improve the retention rate of viscosity, while increasing the proportion of OAB was beneficial to decrease the interfacial tension between oil and water. When WCXA and OAB were compounded in a mass ratio of 3∶1, the dosage of compound surfactant was 0.1%—0.4%, and the dosage of AP was 0.15%—0.25%, the interfacial tension between oil and water could be reduced to 10^{-3} mN/m order of magnitude in 2 hrs, and the viscosity retention rate of polymer ranged from 102% to 111%. The composite system of 0.25% AP and 0.4% composite surfactant could improve oil recovery by 36% on the basis of water flooding, showing good oil displacement effect.

Keywords: *carboxyl betaine; alkanolamide; hydrophobically associated polymer; ultra-low interfacial tension; viscosity retention rate*