文章编号:1000-4092(2022)03-425-06

耐温抗盐高效聚合物微球性能评价与应用效果*

唐晓旭[1,2],高建崇[1,2],王秋霞[1,2],刘进祥[1,3],卢祥国[1,3],夏 欢[1,2],李彦阅[1,2],邢剑飞[1,3],何 欣[1,3]

(1. 海洋石油高效开发国家重点实验室,北京 100028;2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 300450;3. 提高油气采收率教育部重点实验室(东北石油大学),黑龙江 大庆 163318)

摘要:深部液流转向技术是渤海油田目前亟需突破的问题。采用倒置生物显微镜以及岩心驱替实验对3种聚合物微球进行了性能评价,并在渤海B油田开展了微球矿场试验。结果表明,在渤海油藏环境(温度65 ℃、矿化度8.9 g/L)下,与SMG和COSL微球相比,NWKY微球(主要成分为带有丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸和疏水单体等基团的交联聚合物)在模拟水中缓慢膨胀7 d的粒径从1.98 μm增至18.14 μm,水化膨胀效果较好(膨胀倍数最大);在高矿化度水和低矿化度水中的粒径和膨胀倍数接近,耐盐性良好。在95 ℃下,NWKY微球仍具有良好的缓膨效果,耐温性能良好。NWKY微球适应的储层渗透率为200×10^{-3}～1500×10^{-3} μm^2,满足油田需求。NWKY微球在渤海B油田现场实施取得了较好的效果,递减增油7432 m^3。

关键词:聚合物微球;耐温抗盐;水化膨胀;增油;渤海油田

文献标识码:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.03.008

中图分类号:TE357.46 **开放科学(资源服务)标识码(OSID)**:

目前,国内大部分水驱油田已经进入高含水阶段,“稳油控水”任务十分艰巨,亟待采取大幅度提高采收率技术措施。聚合物驱油技术提高水驱油藏采收率效果良好[1-2],但由于聚合物分子线团分布较宽,不可避免地进入中低渗透层,从而造成中低渗层的伤害[3-4]。微球溶液为非连续相,粒径分布较窄,注入过程中通常只进入高渗透层,在高渗透层中水化缓膨、滞留封堵,几乎不进入低渗透层,不会对低渗透层造成伤害,具有较好的液流转向效果,因此近年来受到广泛重视[5-10]。唐孝芬等[10]研究了微球膨胀倍数与温度和矿化度等因素的关系。赵帅等[11]研究了微球的非均质调控能力,发现若将调驱后的低渗岩心相对吸水量≥35%的调驱措施规定为合格的调驱,则微球能有效改善储层非均质性的渗透率级差上限约为20。娄兆彬等[12]介绍了微球在中原油田文25东区块的应用效果。文25东区块微球调驱矿场试验实施2个层系9个井组,共注微球276.58 t,注入井压力有一定幅度升高,油井显现增油降水效果。房立文等[13-15]对聚合物微球在渤海油田的膨胀性能和现场应用情况开展了研究,结果表明聚合物微球具有较好的缓膨效果。聚合物微球通常由丙烯酰胺和丙烯酸等合成,具有较好的水化性能[16-19],但是微球的膨胀性能受地层矿化度的影响较大,尤其是较大浓度的二价阳离子会使微球的吸水膨胀性下降[20-21]。渤海油田油藏矿化度和油藏温度较高,常规微球的水化膨胀性能有限。

渤海B油田位于渤海南部海域,明化镇组储层平均孔隙度为32.5%,气测渗透率分布为1397.6×10^{-3}～3837.6×10^{-3} μm^2,平均渗透率1850×10^{-3} μm^2。原油在地面条件下的密度、黏度和胶质沥青质含量

* **收稿日期**:2021-09-30;**修回日期**:2021-11-24。

基金项目:“十三五”重大专项子课题“渤海双高油田多级窜逸堵调驱一体化技术研究及示范”(项目编号2016ZX05058-003-010)。

作者简介:唐晓旭(1971—),男,高级工程师,1995年毕业于西南石油大学石油工程专业,从事油田开发与开采技术、提高油气采收率技术的研究与管理工作,E-mail:tangxx@cnooc.com.cn。刘进祥(1980—),男,副教授,本文通讯联系人,从事提高采收率教学与科研工作,通讯地址:163318 黑龙江省大庆市高新区学府街99号东北石油大学石油工程学院,E-mail:liujx_118@163.com。

中等，属于中质常规油。油藏温度65 ℃，注入水平均矿化度8901.9 mg/L，油藏温度和注入水矿化度均较高。B油田B04H井组于2015年7月开始投注，2019年年初已经高含水，因此急需开展调剖调驱措施。针对B油田的储层特征和开发状况，本文通过缓膨性能和封堵性能等测试评价了3种聚合物微球，优选出合成的耐温抗盐聚合物微球用于矿场试验。这对聚合物微球的现场大规模推广具有一定的指导意义，也为耐温抗盐微球在其他油田的实施提供了一定的依据。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

L油田模拟注入水，矿化度2893.7 mg/L，离子组成（单位mg/L）为：Ca^{2+} 7.5、Mg^{2+} 75.1、$K^{+}+Na^{+}$ 921.7、Cl^{-} 737.5、SO_4^{2-} 12.6、CO_3^{2-} 1077.7、HCO_3^{-} 61.6；B油田模拟注入水，矿化度8901.9 mg/L，离子组成（单位mg/L）为：Ca^{2+} 684.0、Mg^{2+} 166.0、$K^{+}+Na^{+}$ 2549.8、Cl^{-} 5340.0、SO_4^{2-} 0.1、CO_3^{2-} 162.0。3种聚合物微球：SMG微球（主要成分为交联聚合物），中国石油勘探开发研究院；COSL微球（主要成分为交联聚合物），中海油田服务股份有限公司；NWKY微球，利用丙烯酰胺（AM）、丙烯酸（AA）、2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸（AMPS）以及疏水单体通过乳液聚合制备的耐温抗盐微球。根据渤海B油田孔渗结构制作人造岩心，岩心为石英砂环氧树脂胶结人造岩心[21-22]，配伍性实验岩心尺寸为：直径×长度=2.5 cm×10 cm。

BDS400型倒置生物显微镜，中国奥特光学仪器公司；平流泵、压力传感器、岩心夹持器、手摇泵和中间容器等。除平流泵和手摇泵外，其他部分置于65 ℃恒温箱内。实验设备及流程见参考文献[23]。

1.2 实验方法

聚合物微球与岩心的匹配关系评价实验步骤如下。岩心抽空饱和模拟水，再注入模拟水，记录压差δp_1；注入5 PV聚合物微球溶液，记录压差δp_2，切掉距注入端长度0.5 cm的岩心，以消除端面效应；岩心在油藏温度下放置7 d后，注入5 PV以上的后续水，记录后续水稳定压力δp_3。计算阻力系数（$\delta p_2/\delta p_1$）和残余阻力系数（$\delta p_3/\delta p_1$）。按$\beta=(\delta p_3-\delta p_1)/\delta p_1$计算封堵率，通常当封堵率为40%～60%时，液流转向效果较好[24-26]，在此认为封堵率≥50%为有效封堵。实验过程的注入速度为0.9 mL/min。

2 结果与讨论

2.1 微球的水化膨胀性能

2.1.1 微球类型对微球粒径的影响

在65 ℃下，按3 g/L的加量将NWKY微球、SMG微球和COSL微球加入B油田模拟水中，采用倒置生物显微镜测定聚合物微球在不同时刻的膨胀粒径，结果见图1。NWKY微球水化72 h后，微球粒径曲线的斜率突然变大，粒径增速明显加快，192 h后粒径大小趋于平稳，粒径在18 μm左右时达到峰值。对比3种微球，初始情况下，3种微球的粒径接近，在1.1～2.01 μm之间。随膨胀时间的延长，3种微球的粒径逐渐增大，其中NWKY微球的增幅最大。从微球的膨胀性能考虑，3种微球的膨胀性能从强到弱依次为NWKY＞COSL＞SMG。

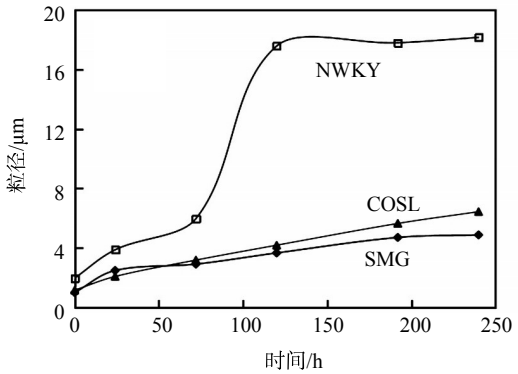
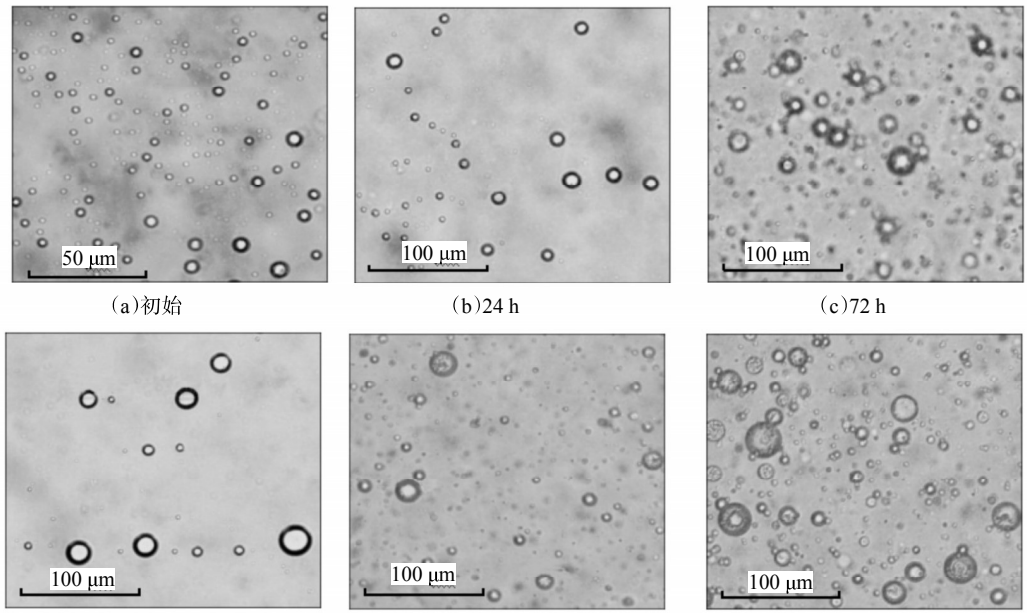


图1 微球粒径随膨胀时间的变化

2.1.2 微球的耐温性能

用B油田模拟注入水与NWKY微球配制聚合物微球溶液，置于95 ℃恒温箱中水化膨胀。定期取样拍摄微球图片，观测微球形态，拍摄过程中需保证每张图片的缩放率和分辨率一致，以便对比微球粒径的变化情况。95 ℃下NWKY聚合物微球的形态和粒径与水化时间的关系见图2。NWKY微球的初始粒径约3 μm。随水化时间增加，粒径逐渐增大。水化192 h后的最大粒径为15.7 μm，水化240 h后的平均粒径约15 μm。从图2(f)中可以看出，多数微球呈阴影状，透光效果变差，微球聚并现象明显。综上所述，NWKY微球具有良好的耐温性能，95 ℃下的形态完整。耐温性能较好是由于AMPS庞大侧基的位阻效应增加了大分子的刚性[19]。随水化时间增加，微球粒径缓慢增大，缓膨性能较好。



(a)初始　(b)24 h　(c)72 h

(d)120 h　(e)192 h　(f)240 h

图2　95 ℃下NWKY微球粒径随时间的变化

2.1.3　微球的抗盐性能

配液水矿化度对聚合物微球粒径的影响见表1。水化时间相同的条件下,矿化度越高,SMG和COSL微球的粒径中值越小,且随着水化时间的延长,差别越大。而矿化度增加对NWKY微球的粒径中值和水化膨胀性能的影响不大。这主要是由于NWKY微球中含有AMPS功能单体,AMPS中作为非离子基团的酰胺基受电解质的影响较小,而磺酸基团的电离平衡常数比羧酸基团大得多,在较高矿化度下仍然能保持较大程度的电离,并且AMPS基团的空间位阻效应能有效增强分子的刚性,同时磺酸基的强电离作用也增大了分子链的刚性,使NWKY微球具有优良的耐温抗盐性能[20]。

表1　矿化度对微球粒径中值的影响

注入水矿化度/(mg·L^{-1})	微球类型	初始粒径/μm	不同水化时间(h)下的粒径中值/μm				
			24	72	120	192	240
2893.7	SMG	1.10	2.78	3.34	4.28	5.63	5.94
	COSL	1.24	2.26	3.49	4.63	6.35	7.34
	NWKY	2.01	3.82	5.84	17.74	18.24	18.45
8901.9	SMG	1.01	2.49	2.92	3.67	4.71	4.88
	COSL	1.17	2.09	3.19	4.19	5.65	6.44
	NWKY	1.98	3.88	5.97	17.56	17.78	18.14

2.2　微球渗流特性

2.2.1　阻力系数和残余阻力系数

微球(3 g/L)在不同渗透率岩心条件下的阻力系数、残余阻力系数和封堵率的实验数据见表2。对于3 g/L NWKY微球,随着岩心渗透率的增加,阻

表2　微球在不同岩心中的阻力系数和残余阻力系数

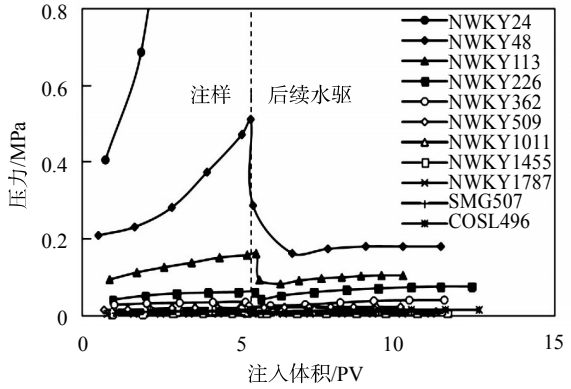
微球类型	岩心水测渗透率/(10^{-3} μm^2)	阻力系数	残余阻力系数	封堵率/%
NWKY	24			
	48		2.83	64.61
	113		3.80	73.71
	226	4.41	5.48	81.76
	362	3.95	4.75	78.96
	509	3.00	3.42	70.73
	1011	2.10	2.72	63.29
	1455	1.81	2.13	53.12
	1787	1.64	1.69	40.76
SMG	507	1.91	1.88	37.68
COSL	496	2.12	2.18	43.71

注:空白表示注入微球过程中注入压力没有达到平稳,无法计算阻力系数和残余阻力系数。渗透率为24×10^{-3} μm^{2}时,注入微球压力过高未进行后续水驱。

力系数逐渐降低，残余阻力系数和封堵率先升后降。当岩心渗透率为226×10⁻³ μm²时，阻力系数、残余阻力系数和封堵率最大。与SMG和COSL微球相比，NWKY微球的阻力系数、残余阻力系数和封堵率较大。

2.2.2 动态特征

聚合物微球溶液的注入压力与注入体积的关系见图3。对于NWKY微球，在微球浓度一定的条件下，随岩心渗透率增加，注入压力升高幅度逐渐减小。当岩心渗透率达到渗透率下限时，注入压力趋于平稳。当渗透率增加达到渗透率上限时，微球与孔隙的配伍性逐渐变差，滞留和产生附加渗流阻力能力减弱，注入压力升高幅度减小，液流转向效果变差。在后续水驱阶段，由于岩心端面滞留微球的封堵作用明显减小，由此形成的附加渗流阻力大幅减小，此时的注入压力升高幅度即微球在多孔介质内滞留缓膨后产生的渗流阻力。相同渗透率条件下，与SMG和COSL微球相比，NWKY微球的注入压力较高，阻力系数、残余阻力系数和封堵率较大，具有更好的液流转向效果。依据图3微球注入阶段中注入压力的上升趋势，确定NWKY微球的渗透率下限值约为K_w=200×10⁻³ μm²，根据表2确定渗透率上限值约为K_w=1500×10⁻³ μm²。



图内数值为岩心渗透率，单位10⁻³ μm²。

图3 注入压力与注入量的关系

2.3 现场应用

2.3.1 B油田调驱方案

B04H井组井于2015年7月1日开始投注，注水层为1040砂体，日注水量515 m³，井口压力7.4 MPa。2018年5月8日的注水量为600 m³/d；2018年10月1日将配注量调至400 m³/d，累积注水量59.04万方。B04H井组3口生产井分别为B3H、B5H和B12H。2019年5月28日，B3H井含水达到87.5%，B5H井井口含水达到90.9%，B04H井组已经高含水。

B油田调驱方案为：3000～7000 m³聚合物凝胶（3 g/L聚合物+2 g/L交联剂）封窜段塞、30 000～70 000 m³聚合物微球（工业化生产的NWKY微球，质量浓度2.5～4.5 g/L）调驱段塞。数值模拟预测结果见图4。随着封窜段塞的增大，增油量不断升高，当封窜段塞用量为4000 m³时，产出投入比最大。随着调驱段塞的增大，增油量逐渐增加，当调驱段塞用量为50 000 m³时，产出投入比最大。随着调驱段塞聚合物微球浓度的增大，增油量逐渐增加，当聚合物微球质量浓度为3 g/L时，产出投入比最大。通过优化得到B04H井组的推荐注入方案为：封窜段塞用量4000 m³，调驱聚合物微球用量50 000 m³，调驱聚合物微球质量浓度3 g/L。

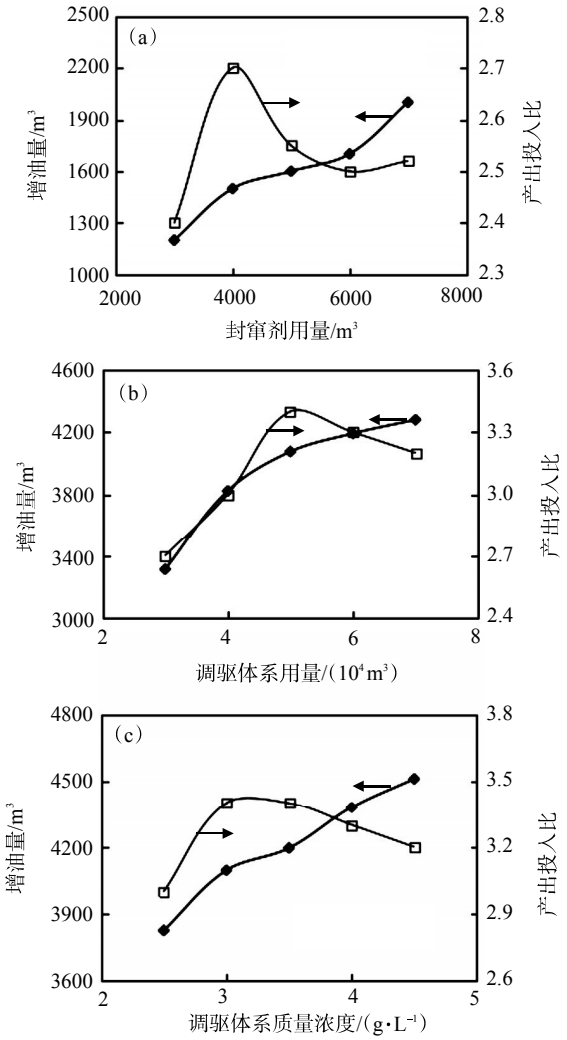


图4 封窜剂(a)、调驱剂用量(b)与浓度(c)对增油量和产出投入比的影响

2.3.2　调驱效果

2020 年 6 月 20 日对 B04H 井进行调驱作业，注入 2～3 g/L 工业化生产的 NWKY 微球，日注入量 457 m^3；7 月 5—19 日，配合调整井作业，停注；7 月 20 日恢复调驱剂注入，日注入量 450～480 m^3，井口压力逐渐上升至 10.5 MPa；8 月 4 日降低日注入量至 300 m^3左右，井口压力为 9.5 MPa，8 月 7 日药剂质量浓度由 1 g/L 调至 2 g/L；8 月 26 日避台，改注水，日注水量约 300 m^3；9 月 6 日恢复调驱，日注入量 288 m^3，井口压力为 9.2 MPa。

从压降测试结果可见，B04H 井措施前（2020 年 6 月 19 日）的充满度（评价调剖充分程度的重要标准，为注水井压力指数和关井前注水井注水压力的比值）为 26%；8 月 20 日的充满度为 32%；10 月 10 日的充满度为 51%；11 月 12 日的充满度为 63%，说明调驱体系起到了封堵的作用。

综上所述，B04H 井 2020 年 6 月 20 日开始调驱，7 月 5—19 日、8 月 26 日—9 月 5 日期间中断。截至 2020 年 9 月 23 日，对应 3 口油井都见到调驱效果。9 月 1 日前后，B3H、B5H、B12H 均有含水台阶式上升现象，与油田整体含水上升的时机一致。B12H 井受调驱作用，含水率已经下降至突升前水平，B3H 和 B5H 井有待进一步观察。B04H 井组累计增油量见表 3。截至 2022 年 1 月，B04H 井组递减增油（措施实施后产出的油量减去不采取措施能产出的油量）7432 m^3。

表 3　B04H 井组累计增油量（截至 2022 年 1 月）

受益井号	措施前生产状况			措施后		递减增油/m^3
	日产液/m^3	日产油/m^3	含水量/%	最高日产油/m^3	最低含水量/%	
B03H	203.37	20.24	90.05	28.23	86.24	2486
B05H	299.41	24.73	91.74	34.56	88.40	2294
B12H	112.33	20.85	81.44	36.47	66.98	2652

3　结论

在渤海油藏环境下，与 SMG 和 COSL 微球相比，NWKY 微球缓膨 7 d 的粒径从 1.98 μm 增至 18.14 μm，水化膨胀效果较好。NWKY 微球在高矿化度水和低矿化度水中的粒径和膨胀倍数接近，耐盐性良好；在 95 ℃下，NWKY 微球仍具有良好的缓膨效果，耐温性能良好。在渤海油藏环境下，NWKY 微球适应的油藏储层渗透率为 200×10^{-3}～1500×10^{-3} μm^2，即在该范围内微球具有较好的封堵效果。经调剖调驱后，注入井 B04H 井对应的油井 B3H 和 B12H 的含水率下降，对应的油井 B5H 井的含水率基本不变，3 口井的产油量均显著增加，调剖调驱效果较好。

参考文献：

[1]　卢祥国，曹豹，谢坤，等. 非均质油藏聚合物驱提高采收率机理再认识[J]. 石油勘探与开发，2021，48(1)：148-155.

[2]　祝仰文，郭拥军，徐辉，等. 耐温抗盐疏水缔合聚合物的制备与性能评价[J]. 油田化学，2021，38(2)：317-323.

[3]　陈超，张立东，尹玉川，等. 聚合物溶液在高盐中低渗透油藏中的适应性：以吐哈雁木西油田为例[J]. 油田化学，2019，36(4)：677-681.

[4]　王晓燕，卢祥国，姜维东. 正负离子和表面活性剂对水解聚丙烯酰胺分子线团尺寸的影响及其作用机理[J]. 高分子学报，2009(12)：1259-1265.

[5]　康万利，周博博，杨红斌，等. 油田调驱用聚合物微球的研究进展[J]. 高分子材料科学与工程，2020，36(9)：173-180.

[6]　HUA Z，LIN M Q，DONG Z X，et al. Study of deep profile control and oil displacement technologies with nanoscale polymer microspheres [J]. J Colloid Interface Sci，2014，424：67-74.

[7]　孙哲，吴行才，康晓东，等. 连续相与分散相驱油体系驱油机理及其性能对比[J]. 石油勘探与开发，2019，46(1)：116-124.

[8]　SUN Z，LU X G，SUN W. The profile control and displacement mechanism of continuous and discontinuous phase flooding agent [J]. J Dispersion Sci Technol，2017，38(10)：1403-1409.

[9]　WANG J，ZHOU F J，LI J J，et al. Evaluation of the oil/water selective plugging performance of nano-polymer microspheres in fractured carbonate reservoirs [J]. J Zhejiang Univ-Sci A (Appl Phys & Eng)，2019，20(9)：714-726.

[10]　唐孝芬，刘玉章，杨立民，等. 缓膨高强度深部液流转向剂实验室研究[J]. 石油勘探与开发，2009，36(4)：494-497.

[11]　赵帅，蒲万芬，李科星，等. 聚合物微球非均质调控能力研究[J]. 油气藏评价与开发，2019，9(4)：51-56.

[12]　娄兆彬，李涤淑，范爱霞，等. 中原油田文 25 东块聚合物微球调驱研究与应用[J]. 西南石油大学学报，2012，34(5)：125-131.

[13]　LIU C，LIAO X W，ZHANG Y L，et al. Field application of polymer microspheres flooding：A pilot test in offshore heavy oil reservoir [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio，Texas，USA，2012：1-6.

[14]　房立文，卢国军，葛丽珍. 纳米微球深部调驱技术在河流相稠油油田中的应用及效果评价[J]. 重庆科技学院学报(自然

科学版)，2012，14(3)：102-105.
[15] 薛新房，鞠野，刘俊辰，等. 渤海油田纳米级聚合物微球特性研究[J]. 石油化工应用，2018，37(5)：94-98.
[16] 雷光伦，郑家朋. 孔喉尺度聚合物微球的合成及全程调剖驱油新技术研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版)，2007，31(1)：87-90.
[17] 王磊. 提高采收率用聚丙烯酰胺微球的制备与评价[D]. 东营：中国石油大学，2010：33-35.
[18] 杜荣荣，刘祥. 反相微乳液聚合制备丙烯酰胺类聚合物微球的研究进展[J]. 化工进展，2015，34(8)：3065-3074.
[19] 于志省，夏燕敏，李应成. 耐温抗盐丙烯酰胺系聚合物驱油剂最新研究进展[J]. 精细化工，2012，29(5)：417-424.
[20] 吴晓滨. 一种具有环糊精结构的新型聚丙烯酰胺驱油剂的制备及驱油性能[J]. 精细石油化工，2018，35(6)：37-40.
[21] 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.
[22] 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：200510063665.8 [P]. 2005-09-07.
[23] 卢祥国，王伟. Al^{3+}聚合物分子构形及其影响因素[J]. 物理化学学报，2006，22(5)：631-633.
[24] 姚传进，雷光伦，高雪梅，等. 非均质条件下孔喉尺度弹性微球深部调驱研究[J]. 油气地质与采收率，2012，19(5)：61-64.
[25] 梁守成，吕鑫，梁丹，等. 聚合物微球粒径与岩芯孔喉的匹配关系研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版)，2016，38(1)：40-45.
[26] 雷光伦. 孔喉尺度弹性微球深部调驱新技术[M]. 东营：中国石油大学出版社，2011：34-36.

Performance Evaluation and Application Effect of High Efficiency Polymer Microsphere with Temperature and Salt resistance

TANG Xiaoxu[1,2], GAO Jianchong[1,2], WANG Qiuxia[1,2], LIU Jinxiang[1,3], LU Xiangguo[1,3], XIA Huan[1,2], LI Yanyue[1,2], XING Jianfei[1,3], HE Xin[1,3]
(*1. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing 100028, P R of China; 2. CNOOC China Limited Tianjin Company, Tianjin 300450, P R of China; 3. Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery (Ministry of Education), Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, P R of China*)

Abstract: Deep fluid diversion technology is an urgent problem to be solved in Bohai oilfield. In this paper, the performance of three kinds of polymer microspheres was evaluated by biomicroscopy technology and core displacement experiment. Furthermore, the field test of microsphere was carried out in Bohai B oilfield. The results showed that under the environment of Bohai reservoir, such as 65 ℃ temperature and 8.9 g/L salinity, compared with SMG and COSL microsphere, the size of NWKY microsphere whose main component was crosslinked polymer with acrylamide-2-methylpropanesulfonic acid and hydrophobic monomer increased from 1.98 μm to 18.14 μm after expanding slowly for 7 days in simulated water. The expansion multiple was the largest, indicating good hydration expansion effect. The particle size and expansion multiple were close in high salinity water and low salinity water, showing good salt resistance. Under the condition of 95 ℃, NWKY microsphere still had good slow expansion effect, indicating good temperature resistance. The adaptive reservoir permeability of NWKY microsphere was 200×10^{-3}—1500×10^{-3} μm^2, which could meet the needs of oilfield. The implementation of NWKY microsphere in Bohai B oilfield achieved good results. The incremental oil of expected was 7432 m^3.

Keywords: *polymer microsphere*; *temperature and salt resistance*; *hydration expansion*; *incremental oil*; *Bohai oilfield*