

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2020019

海上油田剖面调整用分散共聚物颗粒体系的研制

于 萌, 铁磊磊, 李 翔, 刘文辉

(中海油田服务股份有限公司油田生产事业部, 天津 300450)

摘 要: 为了对海上油田中高含水期非均质油层进行剖面调整, 以丙烯酰胺 (AM) 为主剂, N, N 亚甲基双丙烯酰胺 (MBA) 为交联剂, 合成了网状结构的高黏聚合物, 经研磨控制技术处理后, 制得分散共聚物颗粒体系。试验结果表明, 在 AM 质量分数 (5%) 和 AM/MBA 质量比 (250 : 1) 一定的条件下, 研磨速率和研磨时间对粒径分布影响较大。封堵运移性能评价试验结果表明, 分散共聚物颗粒体系具有良好注入性、深部运移能力及封堵性能, 在等用量条件下, 分散共聚物颗粒的封堵能力显著优于聚合物凝胶。研究表明, 研制的分散共聚物颗粒粒径分布宽, 纳米至微米级别可控, 且可实现在线注入, 具有制备工艺简单、成本低、抗高温和环保等特点, 对海上中高含水期油田剖面调整具有较好的适用性, 可在现场推广应用。

关键词: 分散共聚物颗粒; 配制; 性能试验; 剖面调整; 海上油田

中图分类号: TE357.46⁺1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)02-0118-05

Development of Dispersed Copolymer Particle System for Profile Control in Offshore Oilfield

YU Meng, TIE Leilei, LI Xiang, LIU Wenhui

(Oilfield Production Division, China Oilfield Services Limited, Tianjin, 300450, China)

Abstract: A high-viscosity polymer was developed in order to adjust the profile of heterogeneous offshore oilfields in the middle-high water cut period. Performance advantages were achieved by taking acrylamide (AM) as the main agent and N, N methylenebisacrylamide (MBA) as the crosslinker. This polymer can be processed by the grinding control technology to obtain a dispersed copolymer particle system. The experimental results showed that the grinding rate and grinding time had a large impact on the particle size distribution for the given monomer mass fraction (5%) and the AM/MBA mass ratio of 250 to 1. The results of plugging and migration experiment under simulated formation conditions indicated that the dispersed copolymer particle system had good injectability, deep migration ability and plugging performance. For the given dosage, the plugging ability of dispersed copolymer particles was significantly better than that of the polymer gel. The research suggested that the particle size distribution of this system was wide and controllable in the nanometer to micrometer level, making online injection possible. The system has the advantages of simple formulating process, low cost, temperature resistance and environmental protection, etc. It possesses good applicability in offshore oilfields for the profile control in the middle-high water cut period, and can be promoted and applied in oilfields.

Key words: dispersed copolymer particle; preparation; performance test; profile control; offshore oilfield

油田长期注水开发导致地层的非均质性加剧, 注入水沿高渗透层突入油井, 导致油井含水率升高、产油量降低, 增产稳产面临的难度很大。注水井深部调剖是油田稳产增产的重要技术措施之一, 但对调剖剂的要求较高。冻胶型堵剂具有成胶时间可调、成胶强度高和价格便宜的特点, 在油田调剖作业中得到了广泛的应用, 但冻胶在注入地层的过

收稿日期: 2019-06-15; **改回日期:** 2020-01-19。

作者简介: 于萌 (1989—), 女, 山东青岛人, 2011年毕业于长江大学石油工程专业, 2015年获中国石油大学 (华东) 和美国怀俄明大学油气田开发工程专业双硕士学位, 现从事稳油控水及提高采收率研究。E-mail: ex_yumeng@cosl.com.cn。

基金项目: 中国海油支持项目“智能控释型调-堵-驱复合 EOR 体系研发” (编号: E-23197022) 部分研究内容, 2017 年天津市留学回国人员择优资助项目。

程中受机械剪切、色谱分离和地层水稀释等多种因素的影响,其成冻时间、形成冻胶的强度和进入地层的深度难以控制,导致冻胶在地下的成胶效果变差,影响了调剖效果和有效期^[1-7]。为解决以上问题,将水膨体发展为地面成胶体系,解决了地下成胶效果不可控的问题,但其初始粒径较大、且制备工艺复杂,影响了其在海上油田调剖调驱中的应用^[8-12]。近年来发展起来聚合物微球调驱技术很好地解决了上述问题,但其采用乳液聚合方式进行制备,要求引发时间、聚合时间及聚合温度精准,对制备设备要求高,制备工艺相对复杂,不能在线生成注入,且合成原料中包含表面活性剂,增大了制备成本^[13-16]。

针对目前冻胶、水膨体和聚合物微球调剖存在的问题,笔者采用机械剪切法制备了一种新的海上油田剖面调整用分散共聚物颗粒体系,不仅具有冻胶的特点,还不受地面剪切、稀释和色谱分离等因

素的影响,能够变形进入地层深部,封堵地层深部的大孔道,调整渗流剖面,实现深部液流转向。同时,对制备工艺进行了探索和优化,为分散共聚物颗粒体系的现场应用奠定了基础。

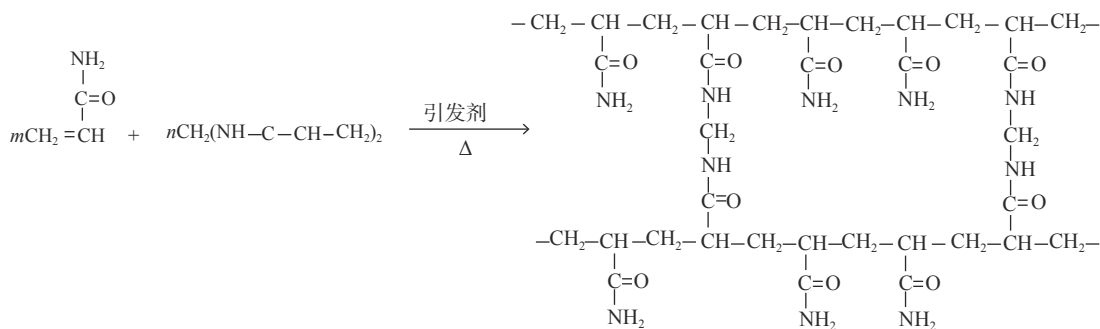
1 分散共聚物颗粒体系的制备

根据共聚物黏度的变化情况,制备过程分为共聚物制备和分散共聚物颗粒制备 2 个阶段。

1.1 共聚物的制备

化学材料:丙烯酰胺(AM),工业品;丙烯酸,工业品;N,N 亚甲基双丙烯酰胺(MBA),分析纯;AMPS,分析纯;其余试剂均为分析纯。

以丙烯酰胺为主要原料,按比例加入其他添加剂,在水中溶解后置于 65 ℃ 恒温水浴中,聚合物进行交联反应,形成黏度极高的高分子聚合物。其交联反应式为:



共聚物形成阶段分为引发阶段、快速交联阶段和稳定阶段。共聚物成胶后,形成三维凝胶网络结构,黏度不再增加。单体 AM 质量分数选用 3%~6%,AM 与 MBA 的质量比为 250:1~100:1。不同 AM/MBA 质量比的共聚物样品合成时间及合成后的黏度如表 1 所示。

表 1 共聚物的制备参数
Table 1 Preparation parameters of the copolymer

AM质量分数, %	AM/MBA 质量比	合成时间/ h	共聚物黏度/ (mPa·s)
5	167:1	2.0	16 460
5	250:1	2.5	15 320

1.2 分散共聚物颗粒的制备

分散共聚物颗粒形成阶段分为破碎阶段、研磨阶段和稳定阶段,研磨转速为 1 000 r/min,研磨时间为 3~15 min,制得不同粒径分布的均一分散共聚物

颗粒水相溶液。为了更好地了解影响分散共聚物颗粒制备的因素,测试了制备过程中体系黏度、粒径分布的变化情况。

1.2.1 制备过程中黏度的变化

分散共聚物颗粒制备过程中,体系黏度的变化是表征其性能的主要指标。研磨时间为 1, 5, 10 和 15 min 时的黏度分别为 9.8, 3.9, 3.8 和 3.7 mPa·s。由此可以看出,将共聚物溶液(AM 质量分数为 5%,AM/MBA 质量比为 250:1)加入胶体磨中高速研磨,其黏度在 5 min 后就迅速降至 5.0 mPa·s 以下,得到分散共聚物颗粒。

1.2.2 粒径分布

使用马尔文 3000 激光粒度仪测试分散共聚物颗粒溶液的粒径分布情况,测量前使用蒸馏水将分散共聚物颗粒溶液稀释至 400 mg/L,每个待测样品测 3 个平行样,得到研磨时间对体系粒径分布的影响结果,如图 1 和表 2 所示。

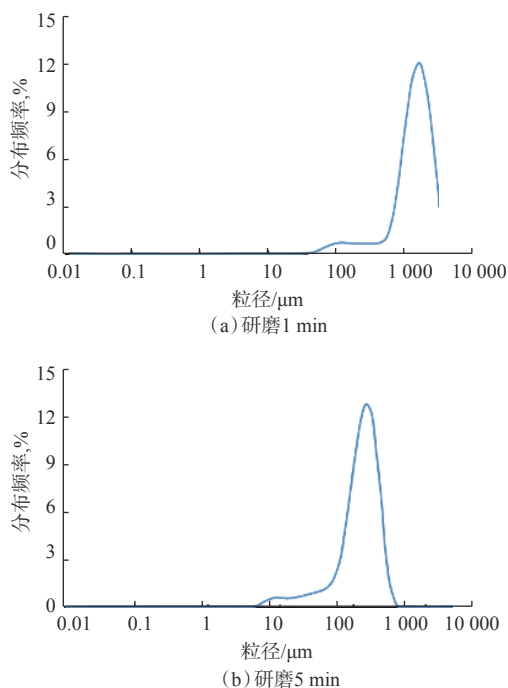


图1 分散共聚物颗粒的粒径分布随研磨时间变化情况

Fig.1 The change of particle size distribution of dispersed copolymer with grinding time

表2 分散共聚物颗粒粒径随研磨时间的变化

Table 2 Viscosity change of dispersed copolymer particles in grinding process

剪切时间/min	平均粒径/ μm	最大粒径/ μm	最小粒径/ μm
1	1 520.0	3 080.0	31.1
5	135.0	352.0	4.6

从图1可以看出,研磨1 min时,体系的粒径分布范围较广,平均粒径为1 520 μm ;持续研磨5 min后,体系的粒径分布变窄,平均粒径降至135 μm ,说明分散共聚物颗粒制备过程中,随着研磨时间增长,体系粒径分布更为均一。另外,从表2可以看出,最大粒径与最小粒径的比值随着研磨时间增长而降低,进一步验证了以上结果。

2 分散共聚物颗粒溶液性能评价

2.1 流变性测试

采用双狭缝模型,剪切速率变化范围为1~1 000 s^{-1} ,测试质量分数为3%的分散共聚物颗粒溶液的黏度随剪切速率的变化情况。试验采用模拟垦利油田注入水,总矿化度4 485.0 mg/L,钙镁离子含量为71.0 mg/L, pH值为7.34。使用Anton Paar旋转流变仪,测定了65 $^{\circ}\text{C}$ 下分散共聚物颗粒溶液的流变性能,结果见图2。由图2可知,在低剪切速率下,分

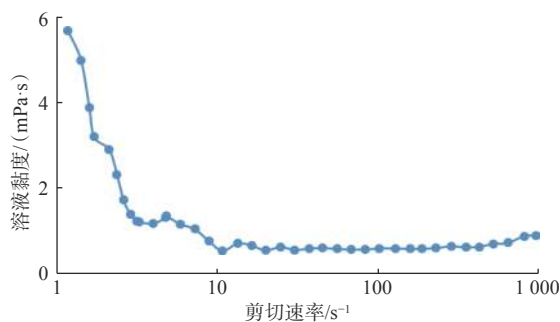


图2 3%分散共聚物颗粒溶液的流变曲线

Fig.2 Rheological curve of 3% dispersed copolymer particles solution

散共聚物颗粒溶液的黏度随剪切速率升高而降低;在中剪切速率下,其溶液黏度基本不受剪切速率的影响,呈现出牛顿流体的性质;在高剪切流动状态下,其溶液黏度随剪切速率升高而略有升高。分析认为,在高剪切速率下,分散共聚物不断重新排布、相互碰撞而形成网状结构,导致黏度略有升高。剪切速率为1~1 000 s^{-1} 时,3%分散共聚物颗粒溶液的黏度低于6.0 mPa·s;剪切速率为7.34 s^{-1} 时,其溶液黏度为1.1 mPa·s,略高于水。

2.2 分散稳定性测试

使用Turbiscan多重光稳定性分析仪,将质量分数为3%的分散共聚物颗粒溶液放入分析仪中,每间隔15 min,对测试样品从底部到顶部扫描一次,测试其背散射光强和透射光强,并据此直接计算得到测试样品的稳定性动力学指数。稳定性动力学指数累计了测试样品所有光强的变化,反映了测试样品的稳定程度。稳定性动力学指数越大,测试样品越不稳定;稳定性动力学指数小于3.0时,测试样品的稳定性较好。采用高级分析模块,计算分散共聚物颗粒溶液的稳定性动力学指数,得到其稳定性动力学指数随时间的变化,如图3所示。

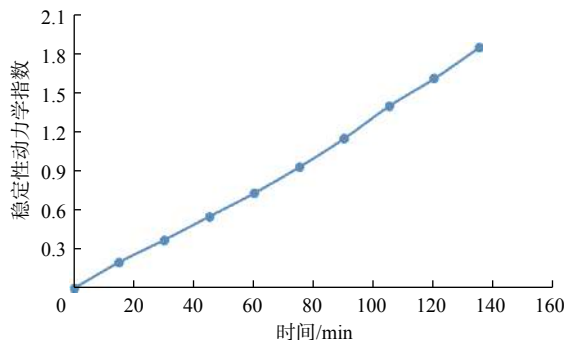


图3 60 $^{\circ}\text{C}$ 下的分散共聚物颗粒溶液稳定性动力学指数测试结果

Fig.3 The test results of stable dynamic index for dispersed copolymer particles solution at 60 $^{\circ}\text{C}$

从图3可以看出,分散共聚物颗粒溶液的稳定性动力学指数小于3.0,性能较为稳定,分散共聚物颗粒溶液从井口注入后运移至井筒及近井地带期间能够保持良好的分散稳定性能,不会发生沉降聚集。

3 封堵性和运移性评价

3.1 封堵性评价试验

采用填砂管驱替装置,填砂管长度50.0 cm,渗透率5 000 mD左右,测试相同用量条件下分散共聚物颗粒体系和聚合物凝胶体系在多孔介质内的封堵情况。在模拟地层温度下,以2.0 mL/min的注入速度,分别注入1.0倍孔隙体积的分散共聚物颗粒体系和聚合物凝胶体系,记录注入压力的变化情况。后续水驱至压力平稳,记录后续水驱阶段压力的响应情况,结果如图4所示。

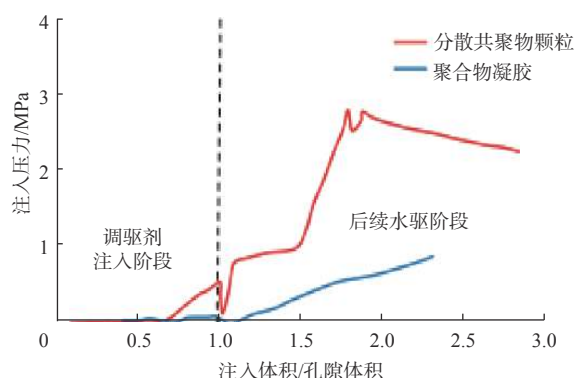


图4 分散共聚物颗粒和聚合物凝胶体系入口压力随注入量的变化曲线

Fig.4 Variation of inlet pressure of dispersed copolymer particles and polymer gel systems with the injection volume

从图4可以看出,在用量相同条件下,注入1.0倍孔隙体积的1 500 mg/L 聚合物凝胶体系时,注入压力升至0.1 MPa;注入1.0倍孔隙体积的分散共聚物颗粒体系时,注入压力升至0.5 MPa。后续水驱阶段,2种体系均显示出较高的残余阻力系数,其中,聚合物凝胶体系的注入压力升至0.9 MPa,分散共聚物颗粒体系的注入压力升至2.8 MPa。

因此,渗透率大于5 000 mD的高渗透储层进行剖面调整时,在调剖剂用量相同的条件下,分散共聚物颗粒体系具有更低的注入压力,即具有更优的注入性能和更强的封堵能力。

3.2 模拟地层条件的长填砂管运移性试验

填砂模型封堵性试验结果表明,分散共聚物颗粒体系具有良好的封堵性能,为了更真实地反映其

在地层条件下的封堵性,开展了长填砂管条件下的封堵运移性试验。采用10.00 m填砂模型进行长距离运移性试验,模型渗透率为6 009 mD,沿填砂管均布5个测压点,评价其深部运移及封堵性能。

试验时首先以1.5 mL/min的注入速度向填砂模型内注入地层水,至模型内部压力平稳;然后再以1.5 mL/min的注入速度向填砂模型内注入1.0倍孔隙体积的分散共聚物颗粒体系;关闭注入端和采出端,在65 ℃恒温箱中放置10 d,再以1.5 mL/min的注入速度向填砂模型内注入后续水,记录驱替过程中压力的变化情况,结果见图5。

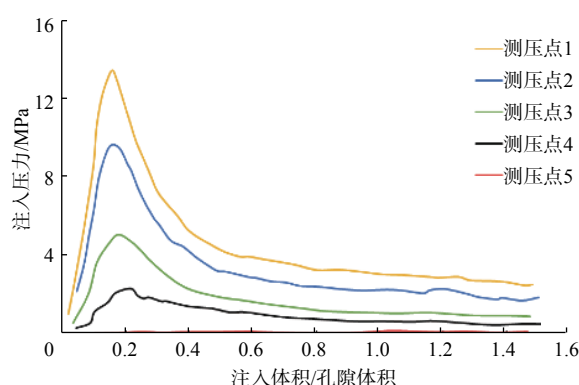


图5 后续水驱阶段模型内部压力的变化

Fig.5 Pressure change inside the model in the subsequent water flooding stage

从图5可以看出,开始注水后,各测压点的压力迅速上升;上升至一定压力后,压力逐渐降低;后续水突破后,距离注入端越远,压力下降越缓慢。这说明分散共聚物颗粒被注入水突破后,封堵体系在填砂模型内仍保持良好的封堵性能。因此,在模拟地层条件下,分散共聚物颗粒体系对于渗透率大于5 000 mD的高渗透储层具有良好的运移性和封堵性。

4 结论与建议

1)通过采用特殊的交联技术和分散技术,形成的高黏聚合物经研磨后,制得纳米-微米级的均一分散水溶液。

2)通过调节主剂AM的质量分数和AM/MBA的质量比,可得到不同粒径分布的分散共聚物颗粒溶液;其初始黏度可控制在10 mPa·s以内,具有良好的注入性、深部运移性和对高渗透储层的有效封堵性能;制备的分散共聚物颗粒溶液经高速剪切后,黏度和粒度变化较小,表现出良好的抗剪切性能。

3)分散共聚物颗粒体系的黏度可控,工艺上可实现在线注入,可进入地层深部,对高渗透地层具有较好的封堵效果,可实现深部调剖。

参 考 文 献

References

- [1] 刘春林,肖伟.油田水驱开发指标系统及其结构分析[J].石油勘探与开发,2010,37(3):344-348.
LIU Chunlin, XIAO Wei. Index system of the water flooding development of oil fields and its structural analysis[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 344-348.
- [2] 由庆,于海洋,王业飞,等.国内油田深部调剖技术的研究进展[J].断块油气田,2009,16(4):68-71.
YOU Qing, YU Haiyang, WANG Yefei, et al. Technologies of in-depth profile control in China[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(4): 68-71.
- [3] 张吉磊,龙明,何逸凡,等.渤海Q油田隔夹层发育底水稠油油藏精细注采技术[J].石油钻探技术,2018,46(2):75-80.
ZHANG Jilei, LONG Ming, HE Yifan, et al. Fine injection-production technology for bottom-water viscous oil reservoirs with interlayers in Bohai Q Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(2): 75-80.
- [4] 宫红茹,唐顺卿,胡志成.胡状集油田特高含水油藏剩余油水驱技术[J].石油钻探技术,2018,46(5):95-101.
GONG Hongru, TANG Shunqing, HU Zhicheng. Water flooding technology for the residual oil in the ultra-high water cut oil reservoirs of the Huzhuangji Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(5): 95-101.
- [5] 苑光宇,罗煥.宽分子量聚合物/表面活性剂复合驱油体系性能评价[J].石油钻采工艺,2018,40(6):805-810.
YUAN Guangyu, LUO Huan. Evaluation on the properties of broad-molecular-weight polymer/surfactant flooding system[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(6): 805-810.
- [6] 刘义刚,丁名臣,韩玉贵,等.支化预交联凝胶颗粒在油藏中的运移与调剖特性[J].石油钻采工艺,2018,40(3):393-399.
LIU Yigang, DING Mingchen, HAN Yugui, et al. Migration and profile control properties of B-PPG in oil reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(3): 393-399.
- [7] 刘光普,刘述忍,李翔,等.淀粉胶体系调剖性能的影响因素[J].石油钻采工艺,2018,40(1):118-122.
LIU Guangpu, LIU Shuren, LI Xiang, et al. Factors influencing the profile control performance of starch gel[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(1): 118-122.
- [8] 贾玉琴,郑明科,杨海恩,等.长庆油田低渗透油藏聚合物微球深部调驱工艺参数优化[J].石油钻探技术,2018,46(1):75-82.
JIA Yuqin, ZHENG Mingke, YANG Haien, et al. Optimization of operational parameters for deep displacement involving polymer microspheres in low permeability reservoirs of the Changqing Oilfield[J]. Petroleum drilling technology, 2018, 46(1): 75-82.
- [9] 刘玉章,熊春明,罗健辉,等.高含水油田深部液流转向技术研究[J].油田化学,2006,23(3):248-251.
LIU Yuzhang, XIONG Chunming, LUO Jianhui, et al. Studies on indepth fluid diverting in oil reservoirs at high water cut stages[J]. Oilfield Chemistry, 2006, 23(3): 248-251.
- [10] 吴春新,崔名喆,杨东东,等.海上多层合采油藏乳状液调剖性能定量表征[J].特种油气藏,2018,25(1):146-149.
WU Chunxin, CUI Mingzhe, YANG Dongdong, et al. Quantitative characterization of offshore multi-layer production reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(1): 146-149.
- [11] 张建国.低矿化度水/表面活性剂复合驱提高采收率技术[J].断块油气田,2019,26(5):609-612.
ZHANG Jianguo. Alternative injection of low salinity water/surfactant to improve recovery[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(5): 609-612.
- [12] 孙志刚,杨海博,杨勇,等.注采交替提高采收率物理模拟实验[J].断块油气田,2019,26(1):88-92.
SUN Zhigang, YANG Haibo, YANG Yong, et al. Physical simulation experiment by alternation of injection and production to improve oil recovery[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(1): 88-92.
- [13] 陈宗洪,王光信,徐桂英.胶体与界面化学[M].北京:高等教育出版社,2001:152-164.
CHEN Zongqi, WANG Guangxin, XU Guiying. Colloid and interface chemistry[M]. Beijing: Higher Education Press, 2001: 152-164.
- [14] ZHANG Hao, CHALLA R S, BAI Baojun, et al. Using screening test results to predict the effective viscosity of swollen superabsorbent polymer particles extrusion through an open fracture[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2010, 49(23): 12284-12293.
- [15] YOU Qing, TANG Yongchun, DAI Caili, et al. A study on the morphology of a dispersed particle gel used as a profile control agent for improved oil recovery[J]. Journal of Chemistry, 2014, 2014: 150256.
- [16] LAKATOS I J, LAKATOS-SZABÓ J, KOSZTIN, B, et al. Application of silicate/polymer water shut-off treatment in faulted reservoirs with extreme high permeability[R]. SPE 144112, 2011.

[编辑 滕春鸣]