文章编号:1000-4092(2020)01-073-07

高温高盐油藏聚合物微球-CO_2复合驱的适应性*

邹积瑞[1,2],岳湘安[1,2],邵明鲁[1,2],王励琪[3]

(1. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)),北京 102249;2. 中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249;
3. College of Earth Sciences, University of Aberdeen King's College,UK AB24 3FX)

摘要:高温高盐非均质油藏调剖困难,高含水期无效水循环严重。本文以二乙烯苯、丙烯酰胺为单体,采用乳液聚合方法通过调整脱水山梨醇油酸脂的量制备了粒径为2.89～57.05 μm的聚(二乙烯苯-丙烯酰胺)耐温耐盐微球。考察了合成聚合物微球的表面形貌、热稳定性、在水中的分散性、膨胀性及长期热稳定性,并进行了注入封堵性实验和驱替实验。研究结果表明:聚(二乙烯苯-丙烯酰胺)微球的耐温可达370℃,在2.69×10^5 mg/L矿化度水中具有良好的分散性能,90℃下粒径为10.81 μm的聚合物微球24 h后膨胀率为12.85%,且具有长期热稳定性。在高温高盐环境下,粒径为10.81 μm的聚合物微球在渗透率1700×10^{-3} μm²的岩心中有良好的注入性和封堵性;水驱后,微球调剖+CO_2驱的注入方式能更高效发挥微球的"调"和CO_2"驱"的作用,驱油效果优于直接CO_2驱和微球调剖+水驱,可以在高含水期提高原油采收率22.65%,高温高盐非均质油藏高含水期有必要进行"聚合物微球调剖+CO_2驱"复合作业来提高采收率。图22表2参29

关键词:采收率;高温高盐;调剖;聚合物微球;二氧化碳

中图分类号:TE348 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.01.014

0 前言

随着油田的长期注水开发,油藏非均质性越来越严重,致使大量剩余油残留在未波及低渗透带和微观孔隙结构中,因此,水驱后油藏如何提高采收率已成为国内外的石油工程领域的一个研究热点[1-2]。高温高盐油藏的非均质性十分严重,油气储层物性差异大,油藏埋藏深、压力高,且具有高温高盐的特点,因此该类油藏的调剖堵水仍然是三次采油一个技术难题[3-6]。

二氧化碳驱油技术对油藏温度、压力和地层水矿化度无特别要求,适应范围广,能采出水驱波及不到的剩余油,还能够实现二氧化碳的长期埋存,因此CO_2是高温高盐油藏良好的驱油剂[7-9]。但由于受高温高盐储层非均质性和CO_2不利的流度比的影响,CO_2驱过程中容易发生气窜,导致CO_2驱油过程中的波及效率低,驱油效果变差[10-14],因此对于高温高盐油藏的二氧化碳驱需结合其他调剖技术。聚合物微球调剖是近几年发展起来的一项新技术,它是在传统的无机颗粒调剖堵水技术的基础上发展起来的,聚合物微球在孔喉中具有运移、封堵、再运移、再封堵的特点,可有效地扩大后续驱替流体的波及体积,从而提高油藏采收率[15-16]。目前,聚丙烯酰胺微球调剖已在大庆、胜利、冀东、新疆、大港等油藏上已取得良好的增油效果[17-21]。但常规聚丙烯酰胺微球存在耐温耐盐性能差、抗剪切性能差的

* 收稿日期:2019-04-10;修回日期:2019-09-25。

基金项目:国家科技重大专项"大型油气田及煤层气开发"项目"低渗/致密油藏高效开采与提高采收率新技术"(项目编号2017ZX05009-004),国家科技重大专项"大型油气田及煤层气开发"项目"鄂尔多斯盆地大型低渗透岩性地层油气藏开发示范工程"(项目编号2016ZX05050012),国家自然科学基金重点项目"致密油储层提高采收率关键理论与方法研究"(项目编号51334007)。

作者简介:邹积瑞(1988–),男,中国石油大学(北京)石油工程学院油气田开发专业在读博士研究生(2014–),主要从事提高采收率和渗流理论方面的研究,通讯地址:102249 北京市昌平区府学路18号中国石油大学石油工程学院,E-mail:zou_jirui@126.com。

特点，从而限制了聚丙烯酰胺微球在高温高盐油藏中的应用[22]。向聚合物微球分子中引入带有强亲水磺酸盐基团（—SO_3Na）单体如2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸，是提高微球耐温耐盐性能的常用方法之一，利用共聚物分子庞大侧基的空间位阻效应抑制分子主链的断裂，从而使聚合物微球具有较好的耐温性[23]。另外向聚合物微球分子结构中引入抑制丙烯酰胺基水解的功能单体如乙烯基吡咯烷酮（NVP）、*N*，*N*-二甲基丙烯酰胺（DMAM）和2-甲基丙烯酰胺（MAC）[24]，也是提高聚合物微球的耐温耐盐性能有效方法。在聚合物微球分子结构中引入含苯环结构的有机交联剂，不仅可以提高其耐温耐盐性能，还可以提高其抗剪切能力[25]。因此，本文以二乙烯苯、丙烯酰胺为单体，采用乳液聚合法制备了聚（二乙烯苯-丙烯酰胺）耐温耐盐微球，并开展了CO_2驱、微球调剖后水驱、微球调剖后CO_2驱实验，明确了高温高盐非均质油藏高含水期进行聚合物微球和CO_2复合作业来提高采收率的可行性。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

丙烯酰胺、二乙烯苯、过氧化苯甲酰、脱水山梨醇油酸脂（Span80），分析纯，天津光复化学试剂公司；脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠（AES），有效含量70%，工业级，临沂绿森化工有限公司。聚合物HPAM，相对分子质量1900万、固含量90%，大庆炼化公司。实验用油为塔里木油田脱水原油，黏度19.54 mPa·s（90℃）；实验岩心为由石英砂胶结而成的柱状岩心和两层非均质人造岩心，其中柱状岩心JZ-1的长30.0 cm、直径2.5 cm，孔隙度27.62%，气测渗透率为1700×10^{-3} μm²，两层非均质人造岩心（FJ-1、FJ-2、FJ-3）长30 cm、宽4.5 cm、高[2.3 cm（高渗层）+2.2 cm（低渗层）]左右，高渗层的气测渗透率为1700×10^{-3}μm²，低渗层的气测渗透率为190×10^{-3} μm²，孔隙度23.5%左右，原始含油饱和度64%左右；实验用水为模拟地层水，矿化度2.69×10^5 mg/L，钙镁离子含量2.024×10^4 mg/L，$CaCl_2$水型，pH值6.0；CO_2，纯度99.9%。

ZNCL-GS型智能磁力搅拌器，北京神泰伟业仪器设备有限公司；Zetasizer Nano ZS型激光粒度仪，英国马尔文仪器有限公司；Netzsch STA409PC型热重分析仪，德国耐驰仪器制造有限公司；SU8010型冷场发射扫描电镜，日本日立有限公司。蔡司Axiostar plus光学显微镜，德国蔡司有限公司。

1.2 实验方法

1.2.1 聚合物微球和合成

将丙烯酰胺、AES溶于100 mL的去离子水中配制成水相，然后将乳化剂Span80、引发剂过氧化苯甲酰溶于二乙烯苯中配成油相；在搅拌条件下将油相缓慢倒入水相之中，并预乳化20 min；水浴升温至70℃，在300 r/min转速下反应3 h。反应结束后将反应产物在4000 r/min转速下离心15 min，然后用无水乙醇洗涤3次，真空干燥，即得纯净白色粉末状聚合物微球。

1.2.2 聚合物微球表面形貌及热重分析

将纯净的聚合物微球产品置于硅片之上喷金、抽真空后，通过SU8010冷场发射扫描电镜观察聚合物微球的表面形貌。

在10℃/min的升温速率下，通过Netzsch STA409PC热重分析仪分别测定聚合物微球和聚丙烯酰胺在氧气中的热分解行为，根据差示扫描量热分析结果确定聚合物微球及聚丙烯酰胺的耐温性。

1.2.3 聚合物微球在水中的热稳定性测试

将用模拟地层水配制的质量浓度为1000 mg/L聚合物微球悬浮液倒入高温反应罐中密封，然后置于115℃的恒温箱内，间隔一定时间取出并用光学显微镜观察微球的形貌。

1.2.4 聚合物微球在水中的分散性测试

用矿化度为2.69×10^5 mg/L的模拟地层水分别将粒径为25.40、10.81、2.89 μm的3种聚合物微球配成质量浓度为1000 mg/L的悬浮液，放置在90℃的恒温箱中24 h，观察聚合物微球的分散情况。

1.2.5 聚合物微球的膨胀性测试

采用矿化度为2.69×10^5 mg/L的模拟地层水将聚合物微球配成质量浓度为1000 mg/L的悬浮液，采用光学显微镜观测拍照，利用Image Tool软件对微球粒径进行统计分析，并按公式（1）计算微球的膨胀率。

$$K=(D_p-D)/D\times100\% \quad (1)$$

其中，K—聚合物微球的膨胀率，%；D_p—聚合物微球膨胀后的平均粒径，μm；D—聚合物微球的原始平均粒径，μm。

1.2.6　聚合物微球注入封堵性实验

利用长度为30 cm的多测压点模型开展实验，通过监测模型的各测压点动态压力变化来评价聚合物微球的注入能力和封堵性。具体实验步骤如下：(1)将岩心放在90℃的恒温箱中干燥12 h，称取岩心的干重和测量岩心的尺寸；(2)将岩心抽真空，饱和模拟地层水，称取岩心的湿重，计算岩心的孔隙体积和孔隙度；(3)将岩心放入多测点岩心夹持器在90℃的恒温箱中以0.32 mL/min的注入速率先水驱至压力平稳，记录水驱平稳压力ΔP_w，然后注入0.65 PV的浓度为1000 mg/L的聚合物微球，再后续水驱至压力平稳，记录平稳压力，采用公式(2)计算残余阻力系数F_{rr}。

$$F_{rr} = \Delta P_2/\Delta P_w \quad (2)$$

其中，F_{rr}—残余阻力系数；ΔP_2—后续水驱平稳压力，kPa；ΔP_w—水驱平稳压力，kPa。

1.2.7　驱油实验

驱油实验具体步骤如下：(1)将岩心放在90℃的恒温箱中干燥12 h，称取岩心的干重和测量岩心的尺寸；(2)将岩心抽真空，饱和矿化水，称取岩心的湿重，计算岩心的孔隙体积和孔隙度；(3)将岩心放在90℃的恒温箱中饱和油，老化24 h，记录出水量并计算原始含油饱和度；(4)在20 MPa的回压下，以0.32 mL/min的驱替速率水驱至含水率98%，然后按照实验方案进行驱替，实验过程中记录压力、产油、产水量和产气量等数据，计算采收率、含水率和产气率。3组实验方案分别为：①注入0.3 PV的聚合物微球(1000 mg/L)+后续水驱至含水率100%；②注入0.3 PV的聚合物微球(1000 mg/L)+CO_2驱至不出油；③CO_2驱至不出油。

2　结果与讨论

2.1　聚合物微球的粒径

在固定油水体积比1∶10、丙烯酰胺(3.0%)、AES(0.4%)、引发剂(0.1%)加量的条件下，不同Span80加量下合成的聚合物微球粒径分布见图1，其中Span80加量以占水相质量分数计算，图2为不同Span80加量下合成聚合物微球的SEM微观形貌。由图1和图2可知，乳液聚合法合成的微球是标准的球体，随着Span80加量的增加，微球的平均粒径逐渐减小。当Span80加量由0.2%增至3.0%

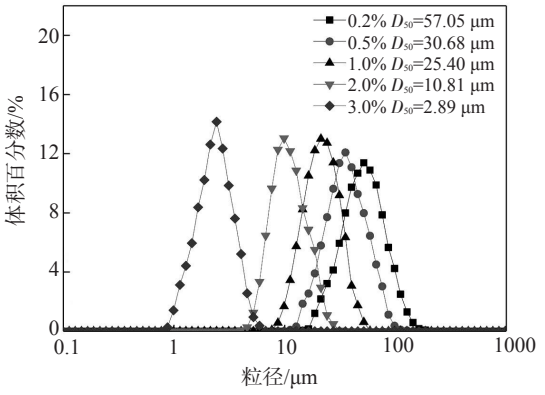
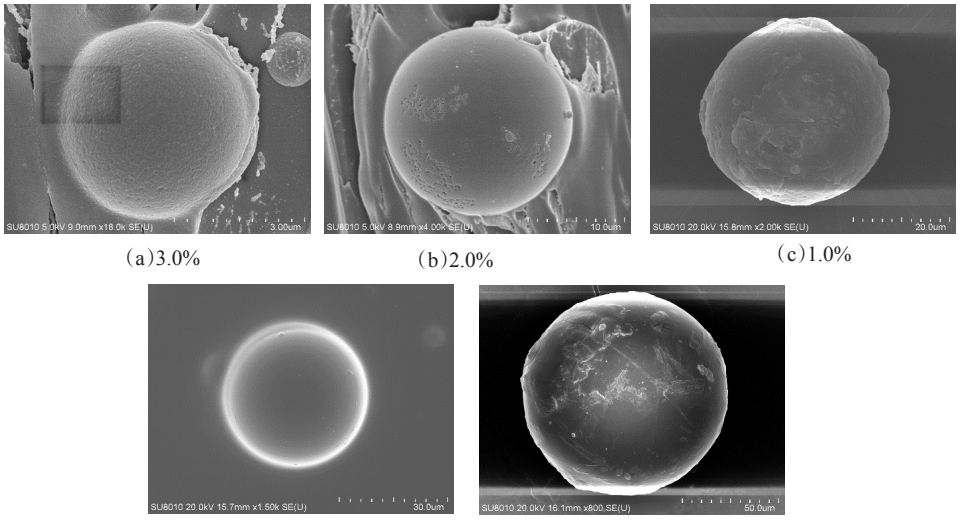


图1　Span80加量对合成聚合物微球粒径的影响



(a)3.0%　(b)2.0%　(c)1.0%

(d)0.5%　(e)0.2%

图2　不同Span80加量下合成的聚合物微球的SEM微观形貌

时，微球的平均粒由 57.05 μm 锐减到 2.89 μm。这是因为反应体系中的 AES 表面活性剂的 HLB 值较高，随着 Span80 加量的增大，体系的 HLB 值逐渐降低，有利于形成更多较小的水包油单体乳液滴，聚合体系分散性变好；另外，AES 与 Span80 复配后乳化剂分子之间具有很好的协同作用，有利于增加乳液的稳定性，减小乳滴之间的聚并[26-27]，因此，随着 Span80 加量的增大，聚合物微球的粒径逐渐变小。

2.2 聚合物微球热重分析

图 3 为粒径为 10.81 μm 的聚合物微球与聚丙烯酰胺在氧气环境中的热重分析结果。由图 3 可知，HPAM 仅可耐温 130℃，而合成的聚合物微球耐温可达 370℃，聚合物微球的耐温性能明显高于聚丙烯酰胺。另外，聚合物微球的失重有三个阶段：50～300℃、300～410℃、410～530℃。聚合物微球第一阶段的失重为 8.85%，这主要是因为聚合物微球表面的酰胺功能基团的分解。从 HPAM 的热重分析图可知，HPAM 在 50～300℃阶段质量已经损失 21.34%。而聚合物微球的质量损失主要在 300～410℃，质量损失达 73.45%，通过对比合成聚合物微球与 HPAM 的热重分析结果可知，所合成的聚合物微球的耐温性能优良，可被应用于高温油藏。

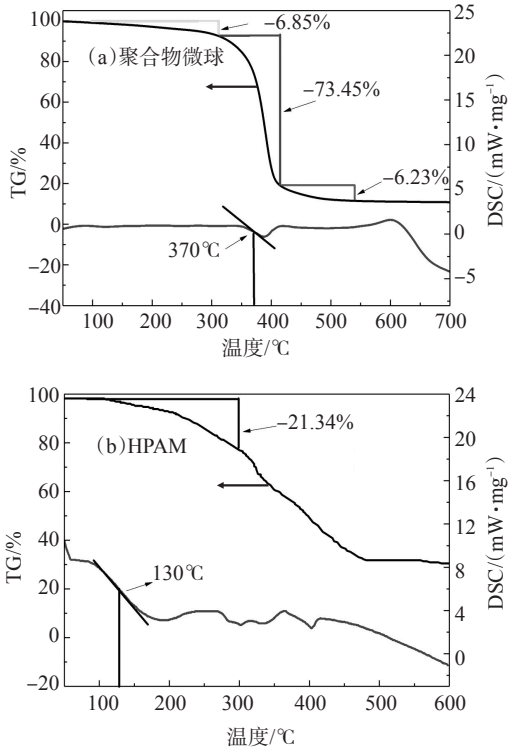


图 3 合成的聚合物微球与 HPAM 热重分析结果

2.3 聚合物微球的热稳定性

图 4 为粒径为 10.81 μm 的聚合物微球在模拟地层水中放置不同时间后的微观形貌。由图 4 可见，将聚合物微球持续置于 90℃的高温环境下 90 d 后，其微观结构没有被破坏仅有少量的微球变形，但仍有一定的球型规则度，没有出现因高温长期作用而碳化，因此可见，所合成的聚合物微球具有较好的高温热稳定性。

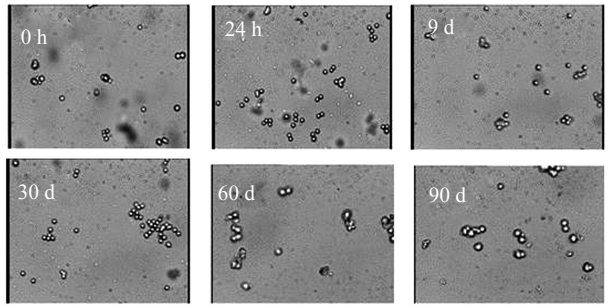


图 4 聚合物微球在模拟地层水中放置不同时间后的微观结构

2.4 聚合物微球分散性能

聚合物微球调驱的先决条件是聚合物微球在水中具有良好的分散性能。通过目测法观察了粒径为 25.40、10.81、2.89 μm 的聚合物微球在矿化度为 2.69×10^5 mg/L 模拟地层水中的分散性能，聚合物微球浓度为 1000 mg/L。实验发现，3 种不同粒径的聚合物微球在矿化度为 2.69×10^5 mg/L 的模拟地层水中均具有良好的分散性，且放置 24 h 未出现大量沉淀。聚合物微球具有良好的亲水性能，这是因为聚合物微球表面富含酰胺功能基团所致[28]。

2.5 聚合物微球的膨胀性能

在不同温度（60、70 、80 、90℃）下，粒径为 10.81 μm 的聚合物微球在模拟地层水中放置 24 h 后的膨胀率见图 5，在 90℃下，粒径为 10.81 μm 的聚合物微球在不同矿化度水中放置 24 h 后的膨胀率见图 6。由图 5 和图 6 可知，聚合物微球的膨胀率随着温度的升高而升高，随着矿化度的增加而减小。在 90℃、矿化度为 2.69×10^5 mg/L 地层水中，粒径为 10.81 μm 的聚合物微球的膨胀率为 12.85%，这说明该聚合物微球在高温高盐条件下具有较强的稳定性，能够保证微球在注入过程中顺利到达地层深部。

2.6 聚合物微球的注入性和封堵性

注入性和封堵性对于聚合物微球能否对窜流

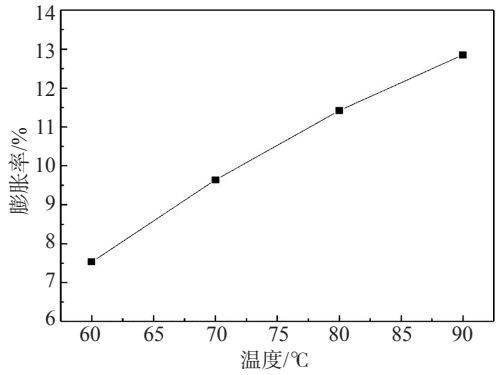


图5　不同温度下聚合物微球在模拟地层水中的膨胀性能

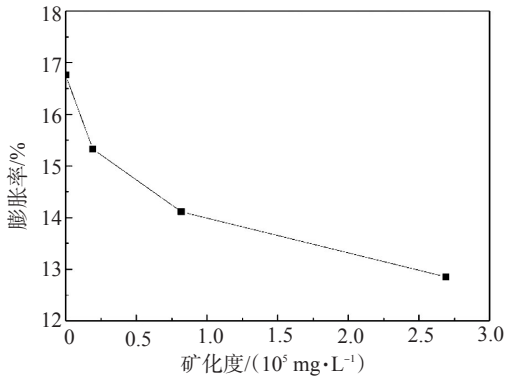


图6　不同矿化度水中聚合物微球的膨胀性能（90℃）

通道形成有效封堵非常重要。渗透率为1700×10^{-3} μm^2的柱状岩心JZ-1的岩心孔喉分布见图7。由图7可知，对该岩心渗透率贡献的主要是孔喉尺寸为6.3～16 μm的吼道。利用多测压点实验评价粒径为10.81 μm的聚合物微球在渗透率为1700×10^{-3} μm^2的岩心JZ-1中的注入性和封堵性，实验结果见表1。由表1可知，随着距岩心入口端距离的增加，残余阻力系数逐渐减小。距岩心入口端22.5 cm处的残余阻力系数最小，但残余阻力系数仍大于1，为3.4。这表明聚合物微球在渗透率1700×10^{-3} μm^2的岩心中可运移到岩心深部进行封堵，粒径为10.81 μm的聚合物微球在1700×10^{-3} μm^2的岩心中有良好的注入性和封堵性。

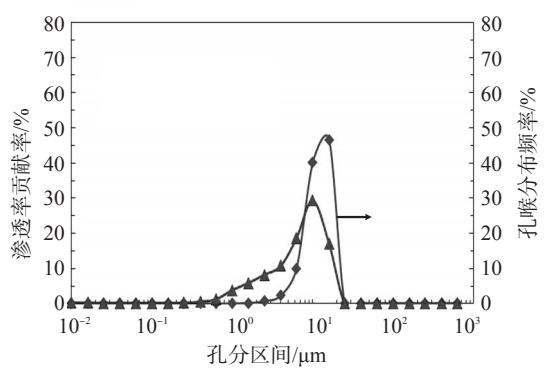


图7　柱状岩心JZ-1的孔喉分布

表1　岩心不同测压点处的残余阻力系数

距岩心入口端距离/cm	残余阻力系数
2.5	265.7
7.5	97.2
12.5	47.4
17.5	30.3
22.5	3.4
27.5	5.2

2.7　三种注入方式驱替效果对比

水驱+CO_2驱（FJ-1号岩心）、水驱+微球调剖+水驱（FJ-2号岩心）和水驱+微球调剖+CO_2驱（FJ-3号岩心）的驱替过程中采收率、含水和压力梯度随注入体积变化见图8。水驱+CO_2驱和水驱+微球调剖+CO_2驱的产气率随注入体积变化见图9。

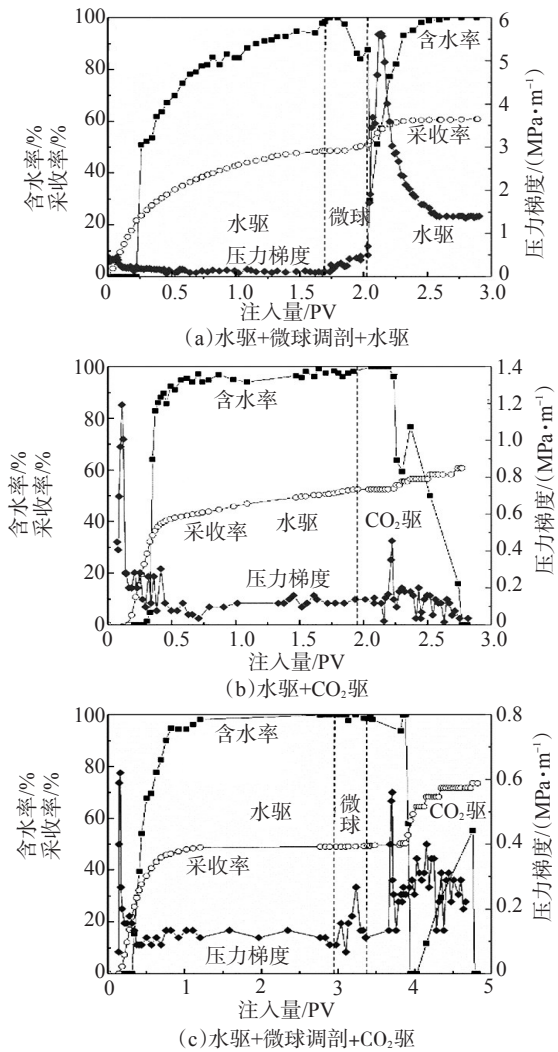


图8　不同注入方式下的采出动态曲线

从图8(a)可以看出,聚合物微球调剖后续水驱的最终平稳压力梯度(1.28 MPa/m)是调剖前水驱压力梯度(0.11 MPa/m)的11.63倍,且含水率从100%降到30%。表明在高温高盐的油藏环境下,注入岩心中的聚合物微球能对岩心中的窜流通道进行有效封堵,起到稳油控水的作用。同时从图8(b)和图8(c)也可以看出,聚合物微球调剖后CO_2驱的平稳压力梯度为0.2 MPa/m,比直接CO_2驱的平稳压力梯度(0.07 MPa/m)高0.13 MPa/m,见气注入体积(0.467 PV)比直接CO_2驱的大0.25 PV(见图9),这表明粒径为10.81 μm的聚合物微球能对渗透率为$190\times10^{-3}/1700\times10^{-3}$ μm²的两层非均质岩心进行有效调剖。从图8(c)还可以看出,以水驱+微球调剖+CO_2驱的注入方式注CO_2早期,含水率急剧下降,采收率急剧上升,CO_2突破后含水率又急剧上升,采收率缓慢上升而后趋于平稳。以水驱+ CO_2驱的注入方式注入CO_2早期,含水率缓慢下降直至含水率为零,采收率缓慢升高(图8(b))。水驱时低渗层大部分区域未波及到,经聚合物微球调剖后,窜流通道被聚合物微球封堵,后续注入的CO_2进入低渗层而将低渗层中的原油驱出,所以见气前采出液中含水率极低,采收率急剧上升。随着注入的CO_2段塞向前运移,CO_2越过封堵段塞从低渗层进入高渗层,高渗层中的油水被CO_2一起驱出,所以含水率迅速上升,采收率缓慢上升。在未经聚合物微球调剖而直接进行CO_2驱时,由于岩心的渗透率极差较大,注入的CO_2沿高渗层中水驱形成的通道继续窜流,无法扩大驱油剂在低渗含油基质中的波及体积,不能充分发挥CO_2驱油的优势。由于高渗层中水膜阻隔了原油与CO_2的直接接触,在CO_2驱替过程中会首先驱出水膜,使油、气直接接触,再驱出剩余油,因此,表现为注气早期含水率较高、采油速度较低,当CO_2突破后,含水率急剧下降,采油速度升高[29]。

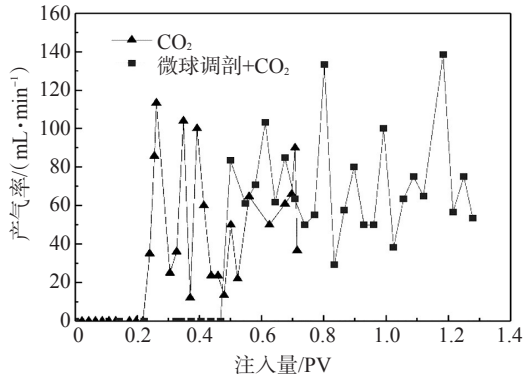


图9 不同注入方式下产气率随注入体积变化

3种不同注入方式下的采收率见表2,图10为3种不同注入方式的换油率与注入量的关系。将注入的流体和采出原油的置换率定义为换油率,换油率等于采出的原油体积与注入流体的体积之比。平均换油率是注入流体过程中阶段换油率的平均值。从表2可以看出,在水驱采收率相近的情况下,水驱后聚合物微球调剖+CO_2驱提高采收率22.65%,比水驱后直接CO_2驱的注入方式的(8.66%)高13.99%,比水驱后聚合物微球+水驱的注入方式的(12.08%)高10.57%。聚合物微球调剖+CO_2驱的注入方式换油率高达160%,是直接CO_2驱的4倍,是微球调剖+水驱的3.4倍,聚合物微球调剖+CO_2驱的注入方式的平均换油率也明显高于直接CO_2驱和微球调剖+水驱的。这表明以聚合物微球调剖+CO_2驱的注入方式驱替能有效地扩大CO_2驱的波及体积,更高效地利用CO_2。高含水期单独的CO_2驱和聚合物微球调剖均不能充分发挥聚合物微球的"调"和CO_2"驱"的优势,高温高盐非均质油藏高含水期有必要进行聚合物微球+CO_2复合驱来提高采收率。

表2 3种不同注入方式的采收率

注入方式	水驱采收率/%	提高采收率/%	总采收率/%
水驱+CO_2驱	51.89	8.66	60.55
水驱+微球调剖+ CO_2驱	48.97	22.65	71.62
水驱+微球调剖+水驱	48.52	12.08	60.60

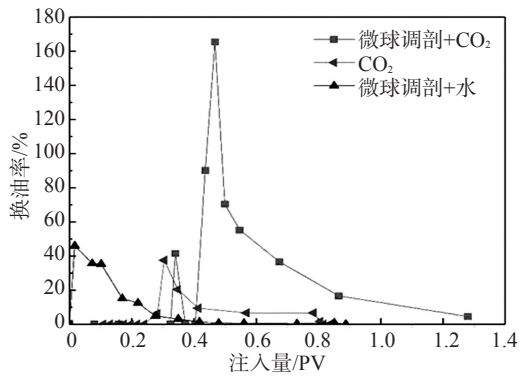


图10 水驱后3种不同驱油方式的换油率

3 结论

通过乳液聚合方法合成的粒径可控的聚合物

微球具有较强的耐温耐盐性，耐温可达370℃，在矿化度为2.69×10^5 mg/L的模拟地层水中分散性良好，90℃下粒径为10.81 μm的聚合物微球24 h后膨胀率为12.85%，且该聚合物微球在90℃下的长期热稳定性良好。

在高温高盐环境下，粒径为10.81 μm的聚合物微球在渗透率1700×10^{-3}μm²的岩心中有良好的注入性和封堵性。采用聚合物微球+CO_2的注入方式能够高效地发挥聚合物微球“调”和CO_2“驱”的优势，高温高盐非均质油藏高含水期有必要进行聚合物微球+CO_2复合驱来提高原油采收率。

参考文献：

[1] 胡文瑞. 论老油田实施二次开发工程的必要性与可行性[J]. 石油勘探与开发，2008，35(1)：1-5.

[2] 韩大匡. 深度开发高含水油田提高采收率问题的探讨[J]. 石油勘探与开发，1995，22(5)：47-55.

[3] 李道山，于娣，汪娟娟，等. 大港油田复杂断块高温高盐油藏深部调剖研究[J]. 石油地质与工程，2014，28(1)：134-136.

[4] 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(自然科学版)，2012，34(5)：646-650.

[5] 杨胜来，陈浩，冯积累，等. 塔里木油田改善注气开发效果的关键问题[J]. 油气地质与采收率，2014，21(1)：40-44.

[6] 杨长春，岳湘安，周代余，等. 耐温耐盐聚合物微球性能评价[J]. 油田化学，2016，33(2)：254-260.

[7] 张立娟，岳湘安，杨志国，等. 非均质高温油藏非混相水气交替实验研究[J]. 断块油气田，2015，22(6)：776-780.

[8] 罗二辉，胡永乐，李保柱，等. 中国油气田注CO_2提高采收率实践[J]. 特种油气藏，2013，20(2)：1-7.

[9] 高慧梅，何应付，周锡生. 注二氧化碳提高原油采收率技术研究进展[J]. 特种油气藏，2009，16(1)：6-12.

[10] 邹积瑞，岳湘安，孔艳军，等. 裂缝性低渗油藏二氧化碳驱注入方式实验[J]. 断块油气田，2016，23(6)：800-802.

[11] 赵仁保，岳湘安，吴亚红，等. 二氧化碳气体的流动及反应特性研究：从微管到多孔介质[J]. 科学通报，2008，53(12)：1456-1462.

[12] 李景梅. 注CO_2开发油藏气窜特征及影响因素研究[J]. 石油天然气学报，2012，34(3)：153-156.

[13] 乔妮. CO_2驱气窜影响因素及控制方法研究[D]. 青岛：中国石油大学(华东)，2014. 1-86.

[14] 王维波，师庆三，余华贵，等. 二氧化碳驱油注入方式优选实验[J]. 断块油气田，2015，22(4)：497-500.

[15] CHEN Z，SCHUMAN T P，GENG J，et al. Water-free synthesis of temperature-sensitive polyacrylamide microgels and pore modeled oil recovery performance[J]. J Appl Poly Sci，2016，134(13)：1-10.

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

[17] 宋岱锋，贾艳平，于丽，等. 孤岛油田聚驱后聚合物微球调驱提高采收率研究[J]. 油田化学，2008，25(2)：165-169.

[18] 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-158293-MS，2012：1-6.

[19] WAN T，HUANG R Q，ZHAO Q，et al. Synthesis and swelling properties of corn stalk-composite superabsorbent[J]. J Appl Poly Sci，2013，130(1)：698-703.

[20] YAO C J，LEI G L，CATHLES L M，et al. Pore-Scale investigation of micron-size polyacrylamide elastic microspheres (MPEMs) transport and retention in saturated porous media[J]. Environ Sci Technol，2014，48(9)：5329-5335.

[21] YAO C J，XU X H，WANG D，et al. Research and application of micron-size polyacrylamide elastic microspheres as a smart sweep improvement and profile modification agent[R]. SPE-179531-MS，2016：1-11.

[22] YANG Z，JIA S，JIA Z，et al. Deep profile adjustment and oil displacement sweep control technique for abnormally high temperature and high salinity reservoirs[J]. Petrol Explor Develop Online，2016，43(1)：97-105.

[23] WANG Z M，HAN C M，XIAO W J，et al. Petrology and geochronology of paleoproterozoic garnet-bearing amphibolites from the Dunhuang Block，Eastern Tarim Craton[J]. Precambrian Res，2014，255：163-180.

[24] WANG Z Y，LIN M Q，GU M，et al. Zr-Induced high temperature resistance of polymer microsphere based on double crosslinked structure[J]. RSC Adv，2018，8(35)：19765-19775.

[25] HE J，YUE X A，SUN Y，et al. Preparation of uniform poly (Acrylamide-co-DVB) microspheres in a low toxicity solvent by dispersion polymerization[J]. Aus J Chem，2015，68：1276-1281.

[26] 谭晶，曹绪龙，李英，等. 油/水界面表面活性剂的复配协同机制[J]. 高等学校化学学报，2009，30(5)：949-953.

[27] Bergstrom M，Eriksson J C. A theoretical analysis of synergistic effects in mixed surfactant systems[J]. Langmuir，2000，16(18)：7173-7181.

[28] YANG C C，YUE X A，HE J，et al. Synthesis and performance evaluation of high-temperature and high-salinity tolerance polymer microspheres[J]. J Chem Soc Pakistan，2017，2(39)：240-247.

[29] 周宇，王锐，苟斐斐，等. 高含水油藏CO_2驱油机理[J]. 石油学报，2016，37(z1)：145-150.

(下转第101页。to be continued on p.101)

［22］ 张路，罗澜，赵濉，等. 表面活性剂亲水-亲油能力对动态界面张力的影响[J]. 物理化学学报，2001，17(1)：62-65.
［23］ 冯莱，李宗石，乔卫红，等. 碱/烷基硫酸盐、烷基磺酸盐体系与原油间的动态界面张力的研究[J]. 精细化工，2001，18(1)：18-20.
［24］ 郭立志，王业飞，戴彩丽，等. 探讨两种国产石油磺酸盐间产生协同效应的机理[J]. 石油学报（石油加工），2003，19(6)：46-51.
［25］ 童威. 阳离子表面活性剂的胶束化及界面活性研究[D]. 杭州：浙江大学，2012：64-70.
［26］ 赵修太，倪洁，王彦玲，等. 联结基对磺酸盐型双子表面活性剂的界面张力和起泡性能的影响[J]. 石油学报（石油加工），2011，27(2)：218-223.
［27］ 倪洁. 磺酸盐型双子表面活性剂的合成与性能研究[D]. 青岛：中国石油大学（华东），2010：65-66.

Construction and Performance Evaluation of Low Interfacial Tension Anionic Gemini Surfactant Viscoelastic Fluid

HU Ruizhi[1], TANG Shanfa[1,2], JIN Lijun[1], MUSA Mpelwa[1], FENG Shuyun[1], JIANG Zhaowen[1]
(*1. College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, P R of China; 2. Hubei Cooperative Innovation Center of Unconventional Oil and Gas, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, P R of China*)

Abstract: In order to effectively improve the oil recovery of low permeability and ultra-low permeability reservoirs in China, the idea of constructing a low interfacial tension anionic Gemini surfactant viscoelastic fluid was proposed, so as to meet the requirements of oil displacement agent to improve sweep efficiency and oil washing efficiency, good injectivity and no chromatographic separation. Based on the research of the influence of the molecular structure of anionic gemini surfactant on its solution viscosity, viscoelasticity and interfacial activity, a GCET viscoelastic fluid was constructed, and its main properties and adaptability to the reservoir environment was evaluated. The results showed that the rheology and interfacial activity of carboxylate gemini surfactant solutions was better than that of sulfonate gemini surfactant solutions; the carboxylate gemini surfactant solution with a large number of carbons in the hydrophobic chain (m=18) and a moderate number of spacers (s=3) had better rheological properties; the carboxylate Gemini surfactant solution with a larger number of carbons in the hydrophobic chain (m=18) and a smaller number of carbons in the spacer group (s=2) had a higher interface activity. Based on this, the GCTE fluid optimized for molecular structure design and construction had good viscosity behavior, viscoelasticity, interfacial activity, and adaptability to reservoir temperature and mineralization. Under simulated mineralization (12000 mg/L), the viscosity of 0.5% GCTE viscoelastic fluid was 12.68 mPa·s; the solution had good viscoelasticity, being of 0.366 <1, relaxation time being of 11.302 s; the steady state oil-water interfacial tension reached up to 2.93×10^{-3} mN/m. The GCTE viscoelastic fluid have a good application prospect in improving oil recovery in unconventional reservoirs.
Keywords: *anionic Gemini surfactant*; *viscoelastic fluid*; *viscosity*; *viscoelasticity*; *oil-water interfacial tension*

（上接第79页。continued from p.79）

Adaptability of Polymer Microsphere-CO_2 Composite Flooding in High Temperature and High Salinity Reservoirs

ZOU Jirui[1,2], YUE Xiang'an[1,2], SHAO Minglu[1,2], WANG Liqi[3]
(*1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, P R of China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, P R of China; 3. College of Earth Sciences, University of Aberdeen King's College, UK AB24 3FX*)

Abstract: It is difficult to profile the high temperature and high salinity heterogeneous reservoirs, and the ineffective water circulation in the high water-cut period is serious. In this paper, the temperature-resistant and salt-resistant poly (divinylbenzene-acrylamide) microspheres with particle diameter of 2.89—57.05 μm were prepared by emulsion polymerization with divinylbenzene and acrylamide as monomers by controlling the dosage of sorbitan monooleate span80. The surface morphology, thermal stability, dispersibility and expansibility in water and long-term thermal stability of the polymer microspheres were investigated, and the injection plugging and displacement experiments were carried out. The results showed that the temperature resistance of poly (divinylbenzene-acrylamide) microspheres was up to 370℃, and it had good dispersion performance in 2.69×10^5 mg/L mineralized water. The expansion rate of polymer microspheres with particle size of 10.81 μm was 12.85% after 24 hours at 90℃, and it had long-term thermal stability. In high temperature and high salt environment, the polymer microsphere with the particle size of 10.81 μm had good injectivity and sealing property in the core with the permeability of 1700×10^{-3} μm^2; After water flooding, the injection mode of "microsphere profile control + CO_2 flooding" could play the role in microsphere profile control and CO_2 flooding more efficiently, and the oil displacement effect was better than that of "direct CO_2 flooding" and "microsphere profile control + water flooding", which could enhance oil recovery by 22.65% in high water cut period. Therefore, it is necessary to carry out "microsphere profile control + CO_2 flooding" operations to enhance oil recovery during high water cut period in high-temperature and high-salt heterogeneous reservoirs.
Keywords: *recovery factor*; *high temperature and high salinity*; *profile control*; *polymer microspheres*; *carbon dioxide*