文章编号:1000-4092(2020)04-683-08

大分子交联剂制备颗粒驱油剂及其性能*

曹绪龙

(中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司,山东 东营 257015)

摘要:为了解决我国油田开采中出现的非均质性突出、高温高盐等问题,本文突破小分子交联剂制备颗粒驱油剂的技术思路,采用合成的多种新型大分子交联剂制备了系列颗粒型驱油剂,并且对其网络结构、力学性能、耐老化能力以及运移机理进行了研究。研究结果表明,大分子交联剂能够有效提高凝胶的均匀性,赋予了凝胶的优异的力学性能。3种大分子交联剂凝胶的断裂伸长率都在2000%以上,断裂强度达到0.3 MPa以上,并且90%压缩应变下不破坏。其中MCH0.5-30性能最优,断裂伸长率能够达到2800%,断裂强度能够达到0.6 MPa。此外其在85℃、30 g/L矿化度的盐水中,老化性能优于小分子交联剂制备的颗粒型驱油剂。大分子交联剂为制备高性能凝胶颗粒驱油剂提供了新的思路,有望在高温高盐的苛刻油藏中得到应用。图26参15

关键词:三次采油;水凝胶;黏弹性颗粒;驱油剂

中图分类号:TE357.46:TE39 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.04.020

0 前言

目前我国原油对外依存度近70%,严重影响国家能源安全,提高油田采收率具有重要的战略意义。我国东部老油田大部分处于开采中后期阶段,面临着严重的储层非均质性、剩余油高度分散、高温高盐等问题[1]。常规的驱油技术对这类油藏提高采收率的幅度有限,急需开发新型驱油剂和采油新技术[2-5]。对此,胜利油田研发了具有部分支化部分交联结构的黏弹性颗粒驱油剂B-PPG,构筑了黏弹性颗粒驱油剂、聚合物和表面活性剂复配的非均相复合驱体系,在聚合物驱后油藏和高温高盐Ⅲ类油藏提高石油采油率方面取得了显著的降水增油效果[6-8]。为了进一步扩大非均相复合驱技术的应用规模,拓宽应用领域,使非均相复合驱体系适用于高温高盐、强非均质性的苛刻油藏条件,对PPG的性能提出了更高的要求[9-10]。

采用小分子交联剂*N*,*N*'-亚甲基双丙烯酰胺(MBA)制备的交联聚丙烯酰胺颗粒驱油剂,虽然能够封堵高渗透率孔道,降低油藏的非均质性,但由于交联点分布不均匀,缺乏有效的能量耗散机制,存在机械性能差、变形能力弱、通过孔喉时容易发生剪切破碎以及不耐高温高盐等问题[11]。本文突破了小分子交联剂制备凝胶颗粒驱油剂的技术思路,采用合成的多种新型大分子交联剂制备了一系列高性能凝胶颗粒驱油剂B-PPG,通过动态光散射、力学测试、老化试验以及荧光可视渗流渗流实验研究了B-PPG的网络结构、机械性能、耐温抗盐能力和在孔隙中的运移规律。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

丙烯酰胺(AM),成都赛乐思科技有限公司厂;过硫酸钾(KPS),四甲基乙二胺(TMEDA),小分子

* **收稿日期**:2020-11-03;**修回日期**:2020-11-18。

基金项目:国家科技重大专项"高温高盐油田化学驱提高采收率技术"(项目编号2016ZX05011-003),中国石化非均相复合驱提高采收率示范工程项目课题一"高温高盐油藏非均相复合驱体系研发"(项目编号P19007-2),中国石化优秀青年创新基金"自悬浮非均相驱油体系研究"(项目编号P19006)。

作者简介:曹绪龙(1964-),男,教授级高级工程师,中国科学院兰州化学物理研究所分析化学博士(2004),现任油气开发领域(油气藏工程)中国石化集团公司高级专家,长期从事化学驱提高采收率工作,通讯地址:257015山东省东营市济南路258号,电话:0546-8715384,E-mail:dzycxl@163.com。

交联剂*N*, *N*'-亚甲基双丙烯酰胺(MBA),成都科龙化工试剂厂;氯化钠(NaCl),氯化钙($CaCl_2$),六水氯化镁($MgCl_2·6H_2O$),异硫氰酸荧光素,天津市博迪化工有限公司;去离子水,实验室自制;不同结构的3种大分子交联剂TA、MC、MCH,其中TA是具有2～6个不饱和双键的树枝型交联剂;MC是含有多个不饱和双键的线性大分子交联剂;MCH是含有多个不饱和双键的超支化大分子交联剂。

BI-200SM型动态光散射仪,美国Brookhaven公司;Insrtron 5567型万能材料拉伸机,美国Instron公司。

1.2 水凝胶的制备

首先称取一定质量的AM、交联剂、TMEDA加入烧杯后用去离子水完全溶解,然后将混合溶液转移到250 mL单口烧瓶中,抽气除氧10 min后与溶有引发剂KPS的溶液混合均匀。最后倒入模具,在25℃的水浴锅中反应24 h,即可得到水凝胶。选择不同的交联剂,通过调节变量合成出的水凝胶分别命名为TA*x*-*y*、MC*x*-*y*、MCH*x*-*y*。*x*表示每100 g水中交联剂溶液(质量分数为5%)的质量(g),*y*表示每100 g水中单体质量(g)。作为对比,制备小分子交联剂MBA摩尔浓度为5×10^{-3} mol%,单体质量为30 g的水凝胶,命名为SC凝胶。

1.3 B-PPG的制备

将模具中的凝胶拿出剪碎后,在75℃下的烘箱中烘干4 h除去多余水份。经过粉碎、筛分后得到一定粒径的B-PPG驱油剂颗粒。根据不同交联剂分别将B-PPG命名为$B\text{-}PPG_{SC}$、$B\text{-}PPG_{TA}$、$B\text{-}PPG_{MC}$、$B\text{-}PPG_{MCH}$。

1.4 测试与表征

1.4.1 动态光散射测试

将前驱液直接注入光散射瓶中原位聚合形成水凝胶。使用BI-200SM型的动态光散射仪,散射角度设置为90°,每隔30 s旋转样品台得到该点的时间平均光散射强度。重复操作100次可以得到样品的总均散射强度。通过仪器自带的软件对归一化时间平均散射光强相关函数($<g_T^{(2)}(\tau)-1>$)进行反拉普拉斯变换,得到水凝胶的归一化特征线宽分布函数$G(\Gamma)$,以此表征凝胶的网络结构。

1.4.2 力学性能测试

采用Insrtron 5567型万能材料拉伸机对凝胶的力学性能进行表征:

(1)拉伸性能。将样品从模具中取出,用裁刀将样品裁剪成哑铃状(标准为JISK6251—7)。用镊子将样品夹持在夹具上,控制拉伸速率100 mm/min进行拉伸测试,得到样品的应力应变曲线,每个样品重复5次。

(2)压缩性能。将样品将从柱状模具中取出,用圆形裁刀裁成直径约13 mm、高度约20 mm的柱状样品。控制压缩速率20%/min进行压缩测试,得到样品的压缩曲线,每个样品重复5次。

(3)形变恢复能力。按照上述要求制备好一定规格的样品,在压缩模式下,以80%作为最大应变,控制压缩速率5 mm/min将样品压缩至最大应变,然后以相同的速率恢复至初始形态。重复该过程5次。

(4)抗缺陷性能测试。按上述要求制备好一定规格的样品后,用剪刀预制一个约为样品宽度75%的缺口,控制拉伸速率100 mm/min,重复该过程5次。

1.4.3 耐老化性能测试

将0.4 g的B-PPG驱油颗粒加入80 mL的矿化度为30 g/L的盐水中(配方为1 L水中加入27.31 g NaCl、1.11 g $CaCl_2$和3.83 g $MgCl_2·6H_2O$),等待12 h使其充分溶胀后倒入圆底烧瓶抽气除氧;将抽完气的悬浮液迅速倒入玻璃瓶中,盖上橡胶塞并用胶带缠紧;将玻璃瓶放入老化箱在85℃下进行老化测试,每过一段时间取出测定悬浮液的模量和黏度。

1.4.4 荧光可视微观渗流实验

将B-PPG驱油颗粒和异硫氰酸荧光素溶液混合均匀后放置一段时间,待B-PPG与荧光分子充分反应后,通过多次洗涤和抽滤后得到染色的B-PPG。将染色的B-PPG和水混合后加入容器中,打开泵将悬浮液以一定的流速灌注入微观渗流模型中,然后通过共聚焦显微镜监测B-PPG的运移情况。

2 结果与讨论

2.1 凝胶网络的均匀性分析

凝胶网络的均匀性对凝胶的力学强度有着很大的影响,为了验证大分子交联剂在提高凝胶网络均匀性上的作用,运用动态光散射测量了样品在不同位置的时间平均散射强度,结果如图1所示。图中虚线与实线之间的差表示时间平均散射强度的

波动程度,可以反映凝胶网络结构的不均匀性。可以看到,小分子交联剂制备SC凝胶的时间平均散射强度的波动程度要高于大分子交联剂制备的凝胶,这说明大分子交联剂能够有效提高凝胶网络的均匀性。并且随着交联剂含量的增加,凝胶网络的均匀性也逐渐增加。TA凝胶网络均匀性相比于SC更高,可能由于MBA和TA交联剂官能度的差异。TA交联剂分子上的双键引发单体,形成链自由基。当链自由基与其他交联剂分子的链自由基双基终止时会形成交联结构,单基终止则会形成支化链结构,其中支化链形成的缠结能够有效降低凝胶网络的不均匀性。而MBA交联剂分子官能度仅为2,难以形成支化链。并且交联剂用量越大,支化链形成的物理缠结越多,网络更加均匀。

2.2　凝胶的松弛行为

为了验证凝胶中存在支化链形成的物理缠结结构,采用动态光散射表征凝胶的松弛行为。图2(a)为SC凝胶的归一化时间平均散射光强相关函数,通过拟合可以得到如图2(b)所示的凝胶松弛时间谱。图3(a)是不同交联剂用量的MC凝胶的归一化时间平均散射光强相关函数函数,通过拟合可以得到如图3(b)所示的凝胶松弛时间谱。从图3(b)可以看到,MC凝胶的松弛时间谱存在两个峰,分别表示快、慢两种松弛模式。其中,快松弛模式的峰强而尖,松弛时间在10^{-5} s数量级,这种松弛行为主要是由于凝胶网络中分子链浓度的波动[12]。由图2可知,SC凝胶同样存在这一松弛行为,并且松弛时间相差不大。慢松弛模式的峰弱而宽,松弛时间在10^{-3} s数量级,这一松弛过程则主要与形成缠结的支化链的扩散有关。凝胶网络中,分子链的扩散会被诸如缠结以及链间的摩擦所阻碍。在大分子交联剂MC凝胶中支化链高度缠结,并且其中的一端形成了化学交联的结构,使得支化链的扩散受到了极大的限制,因此相比于快松弛模式,慢松弛模式的松弛时间更长。此外,如图2所示,SC凝胶不存在这一松弛行为,这从侧面验证了大分子交联剂凝胶中存在支化链形成的物理缠结结构。

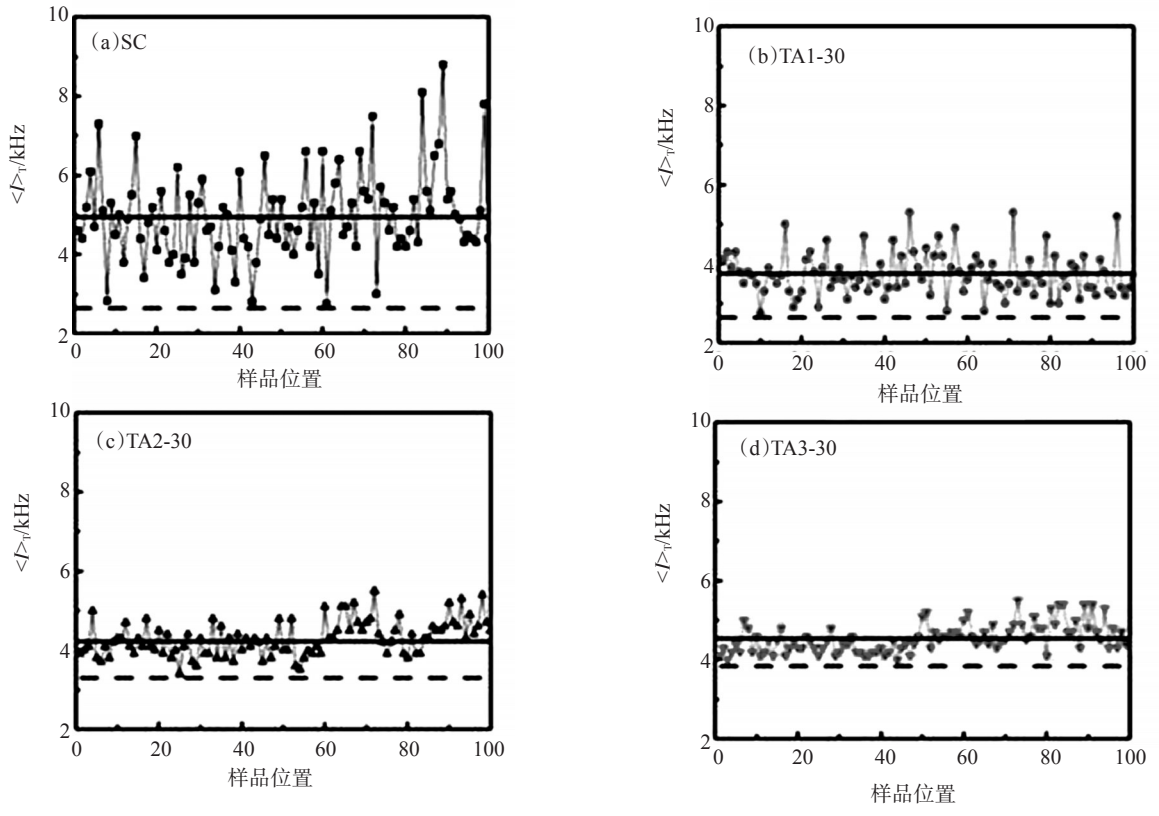

图1　凝胶SC(a)、TA1-30(b)、TA2-30(c)和TA3-30(d)在不同位置的时间平均散射强度$\langle I\rangle_T$

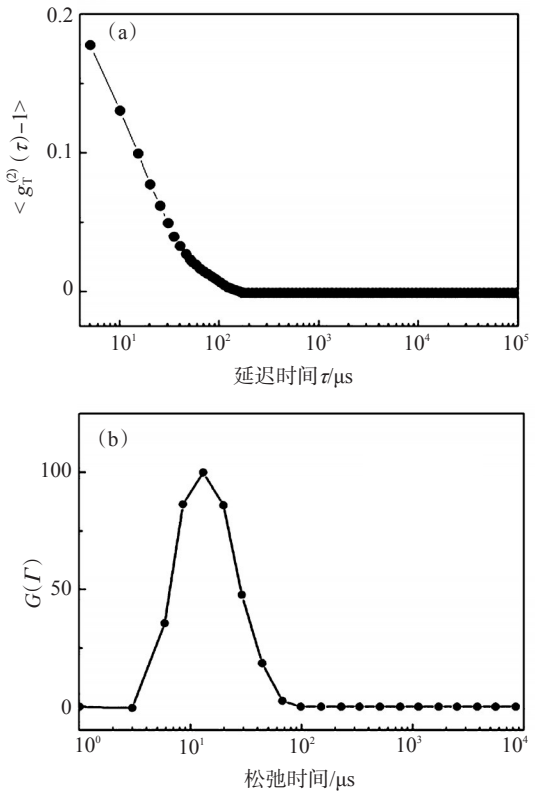

图2 SC凝胶的归一化时间平均散射光强相关函数$<g_T^{(2)}(\tau)-1>$(a)与归一化特征线宽分布函数$G(\Gamma)$(b)

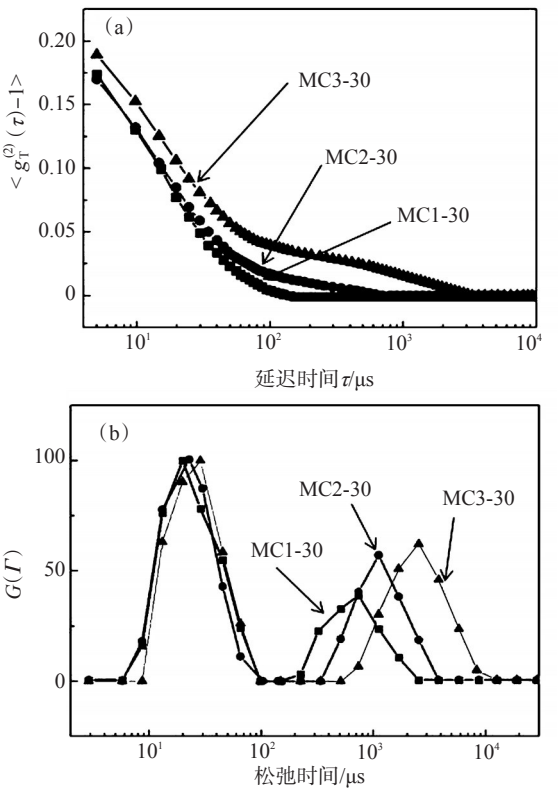

图3 不同交联剂用量的MC凝胶的归一化时间平均散射光强相关函数$<g_T^{(2)}(\tau)-1>$(a)与归一化特征线宽分布函数$G(\Gamma)$(b)

2.3 凝胶的力学性能

不同大分子交联剂加量下的TA凝胶(a)、MC凝胶(b)和MCH凝胶(c)的拉伸应力应变曲线如图4所示。由大分子交联剂制备的凝胶具有更加均匀的网络结构以及优异的能量耗散机制,赋予了凝胶优异的力学性能。其中TA凝胶随着交联剂用量的增加,力学强度、断裂应变和韧性均先增加后降低。MC凝胶随着交联剂用量的增加,强度不断提

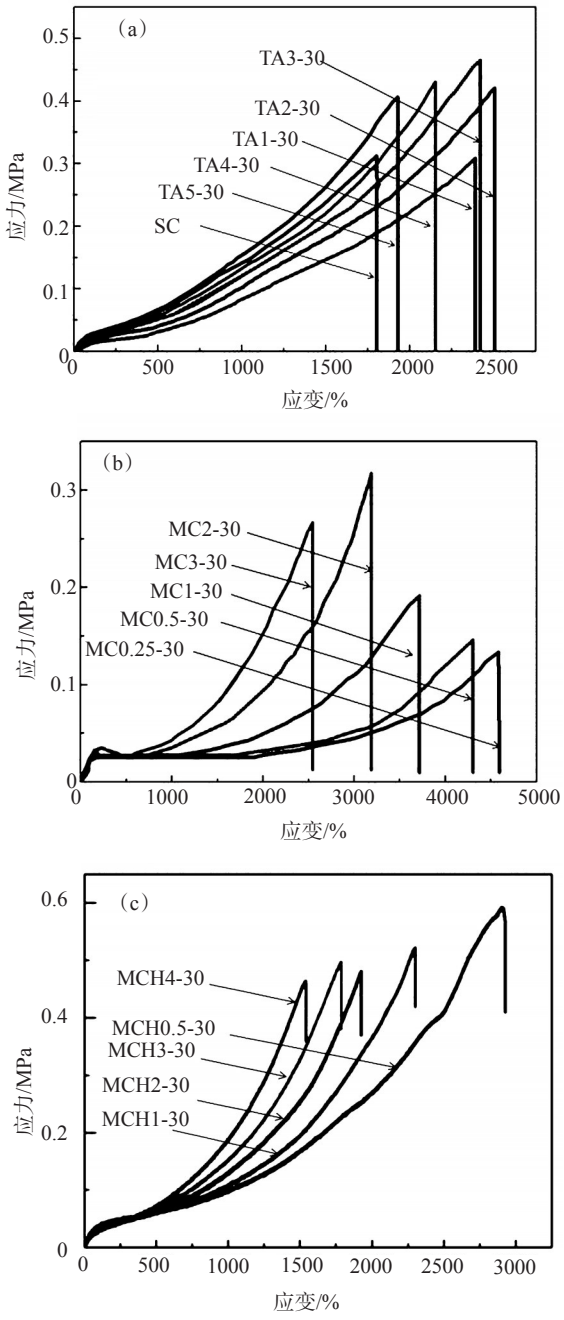

图4 不同大分子交联剂加量下的TA凝胶(a)、MC凝胶(b)和MCH凝胶(c)的拉伸应力应变曲线

高而断裂应变逐渐降低。MCH凝胶的强度和伸长率均随着交联剂用量的增加而降低。

3种大分子交联剂所制备凝胶的断裂伸长率均达到2000%以上,其中MC0.25-30凝胶的断裂伸长率甚至能达到4500%,说明其具有良好的变形能力。并且凝胶的断裂强度不低于0.3 MPa,其中MCH凝胶的断裂强度最高达到了0.6 MPa,相比于SC凝胶力学性能大大提高。大分子交联剂凝胶之所以具有如此优异的力学性能主要是由于支化链形成的物理缠结以及独特的拓扑结构调整这两种能量耗散机制。物理缠结相比于化学交联更弱,当受外力作用时,物理缠结先于化学交联结构被破坏,会耗散一部分能量。此外大分子交联剂可以通过链的运动来调整自身的构象,从而调整交联点的位置,使得应力能够均匀分散,有效地避免了应力集中。这一行为与具有滑环结构的水凝胶极为相似[13]。

不同大分子交联剂加量下的TA凝胶(a)、MC凝胶(b)和MCH凝胶(c)凝胶的压缩性能如图5所示。随着交联剂的增加,TA凝胶在90%应变时的压缩应力从1.3 MPa逐渐增大到4.9 MPa。而MC凝胶的压缩性能对交联剂用量不敏感,在98%的应变下压缩强度均能达到8.5 MPa以上。随着交联剂用量的增加,MCH凝胶在90%应变下的压缩强度从1 MPa逐渐增加到4.4 MPa。

与拉伸性能相似,大分子交联剂制备的凝胶具有良好的弹性和韧性。当压缩应变达到90%时凝胶依然能够保持完整的形状,不发生破坏,说明其能承受较大的压缩应变。而且在除去外力之后,变形能够部分恢复。

2.4　凝胶的抗缺陷性能

以力学性能最优异MC2-30凝胶为例,进一步研究凝胶的抗缺陷能力。先将样品的一侧剪出一个长为22.5 mm的缺口,如图6(a)所示,然后再对有缺口和无缺口的样品分别进行拉伸,得到试样的力—位移曲线,结果如图6(b)所示。无缺口试样的位

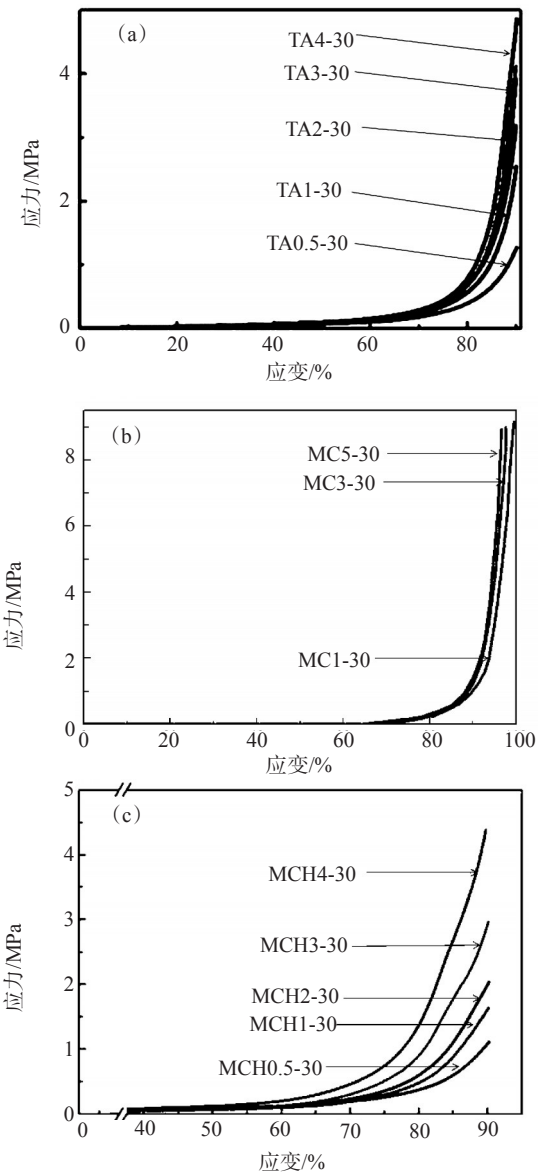

图5　不同交联剂加量下TA凝胶(a)、MC凝胶(b)和MCH凝胶(c)的压缩应力应变曲线

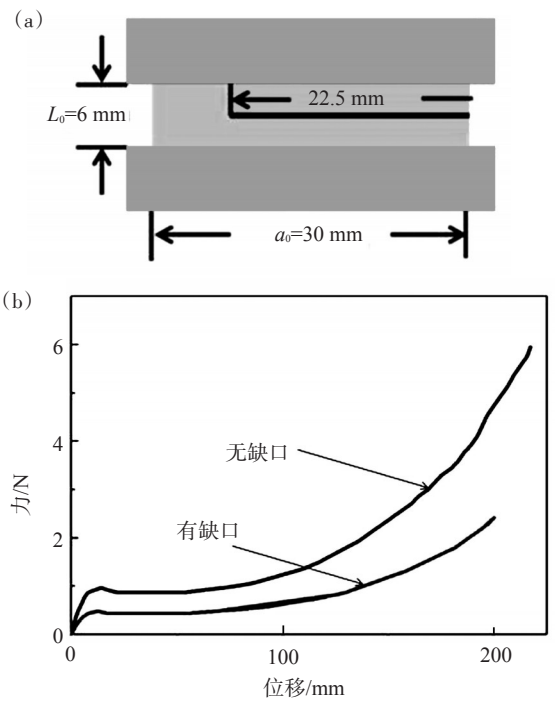

图6　MC凝胶的抗撕裂性能。(a) 缺口样品的几何形状。(b) 缺口和非缺口试样的力—位移曲线。

移为230 mm，有缺口试样断裂应变达到200 mm，与无缺口试样相差无几，表现出了超强的拉伸性能。说明MC凝胶的拉伸性受缺口的影响小。经过计算可以得出MC凝胶的断裂能高达 11676 J/m^2，远高于大多数水凝胶的，与一些韧性弹性体的相似[5, 14]。

2.5 B-PPG的耐老化性能

根据前文，选择对比样SC凝胶和力学性能最优异的TA3-30、MC2-30、MCH0.5-30凝胶制备的B-PPG$_{SC}$(a)、B-PPG$_{TA}$(b)、B-PPG$_{MC}$(c)和B-PPG$_{MCH}$(d)在盐水中充分溶胀后悬浮液的模量和黏度随老化时间的变化如图7所示。4种B-PPG悬浮液的黏度均随着时间的延长呈现先增加后降低的趋势，而模量在整个老化过程中一直处于降低的过程。其中，B-PPG$_{TA}$在老化21 d时达到最高黏度120.3 mPa·s，直到73 d后完全降解。而B-PPG$_{MC}$在21 d时最高黏度为156.5 mPa·s，90 d时基本完全降解。B-PPG$_{MCH}$在老化30 d时黏度最高，达到了162.8 mPa·s；老化90 d后B-PPG$_{MCH}$才会完全降解。作为对比，B-PPG$_{SC}$悬浮液在老化15 d后的黏度最高，为102 mPa·s，老化60 d后B-PPG$_{SC}$就完全降解，大分子交联剂B-PPG表现出了优异的耐老化性能。之所以出现这种现象的原因主要是由于在热的作用下，分子链断裂交联网络开始破坏，形成支化链。更多线性结构的存在使得悬浮液的黏度大大提高。经过进一步老化后，交联结构被完全破坏，B-PPG变为线性分子，此时悬浮液的黏度达到最高。之后再延长老化时间，线性分子链发生断裂，分子量降低，黏度逐渐降低。大分子交联剂B-PPG驱油颗粒在高温、高矿化度的条件下的耐老化性能要明显强于小分子交联剂B-PPG[15]。

2.6 荧光可视微观渗流实验分析

为了能够直观地看到B-PPG在孔隙中的运移，我们先采用荧光分子对B-PPG进行标记，然后使用激光共聚焦显微镜监测B-PPG在岩心渗流模型中的运移过程并研究其运移机理，如图8所示，从图8(a)～(e)能观察到B-PPG颗粒变形通过孔喉的过程，而在图8(d)中未观察不到带有绿光的B-PPG，说明B-PPG在入口处出现“真空”，证实了B-PPG在孔隙间的运移是间歇的。我们认为当颗粒发生变形通过孔喉时，会使得入口处的压力骤降，须等到B-PPG颗粒重新堆积并达到一定的压力后，颗粒才能够再一次通过孔喉。这一现象表明了B-PPG颗

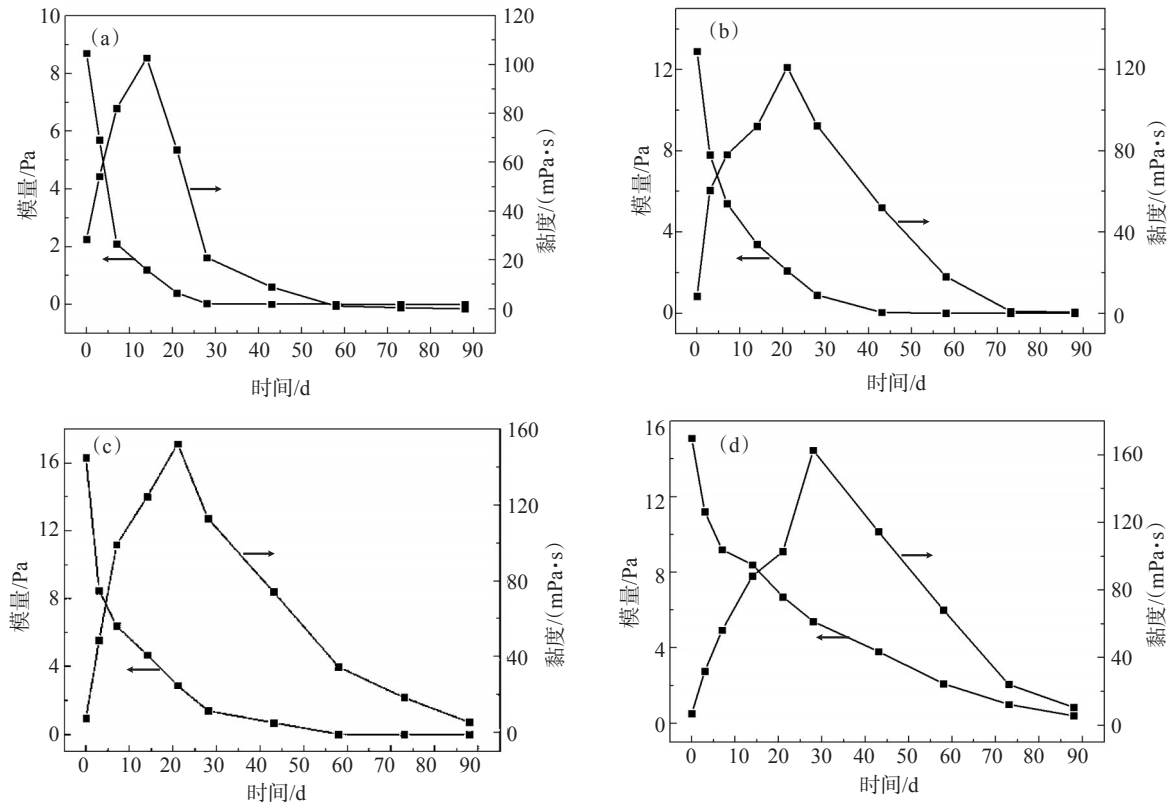

图7 B-PPG$_{SC}$(a)、B-PPG$_{TA}$(b)、B-PPG$_{MC}$(c)和B-PPG$_{MCH}$(d)在盐水中的模量和黏度随老化时间的变化(质量浓度5 g/L)

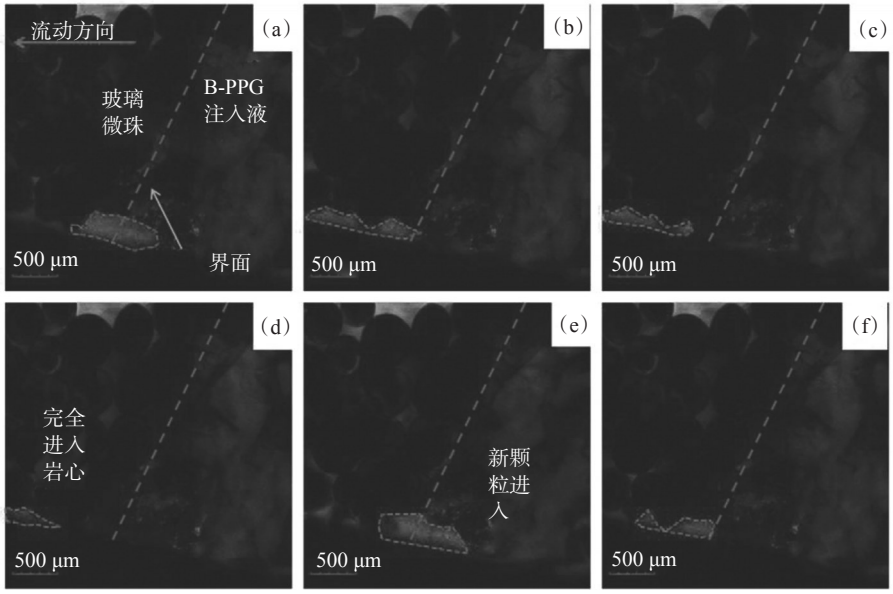

图8　B-PPG在渗流模型中的运移过程的图像

粒在微观渗流模型中的运移存在“颗粒堆积—颗粒变形—颗粒通过”的过程。

3　结论

采用在之前小分子交联剂的基础上合成的多种新的大分子交联剂制备了一系列B-PPG。与小分子交联剂相比,大分子交联剂能够有效提高B-PPG凝胶网络的均匀性。大分子交联剂凝胶存在快、慢两种松弛模式的松弛行为,而小分子交联剂凝胶SC仅存在一种快松弛模式的松弛行为。大分子交联剂独特的拓扑结构调整赋予了凝胶优异的能量耗散机制,大大提高了力学性能。此外,B-PPG颗粒耐老化性能优异,85℃下老化90 d依然保持一定的黏度。荧光可视微观渗流试验明确了B-PPG的运移机制为“颗粒堆积—颗粒变形—颗粒通过”。大分子交联剂为制备高性能水凝胶提供了新的思路,有望在高温高盐的苛刻油藏中得到应用。

参考文献:

[1] 任月嫣. 三次采油技术的现状及未来发展[J].化学工程与装备,2020(8):94-95.

[2] 徐江涛. 浅析三次采油用新型聚合物的开发[J].化学工程与装备,2020(2):91-92.

[3] 兰海宽, 毛艳妮, 刘旻, 等.驱油剂聚丙烯酰胺在油田生产中的应用研究[J].化工管理,2019(23):210-211.

[4] 毛佩林.新型驱油剂聚丙烯酰胺的合成及性能研究[J].橡塑技术与装备,2018,44(18):33-39.

[5] SUN J Y, ZHAO X, ILLEPERUMA W R, et al. Highly stretchable and tough hydrogels[J]. Nature, 2012, 489 (7414): 133-136.

[6] 朱勇, 姜祖明, 李江波, 等. 部分交联聚丙烯酰胺驱油剂的渗流、驱油特性及其耐老化性能[J]. 油田化学, 2015, 32(3): 360-365.

[7] 姜祖明. 黏弹性颗粒驱油剂的制备与性能[J]. 塑料工业, 2020, 48(4):148-152.

[8] LI J B, JIANG Z M, WANG Y, et al. Stability, seepage and displacement characteristics of heterogeneous branched-preformed particle gels for enhanced oil recovery[J]. RSC Adv, 2018, 8(9): 4881-4889.

[9] 任奕, 易飞. 海上油田耐温耐盐聚合物驱油剂设计[J]. 天津化工, 2018, 32(6):5-8.

[10] 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.

[11] 李明远, 郑晓宇, 林梅钦, 等. 交联聚合物溶液深部调驱先导试验[J]. 石油学报, 2002(6):72-76.

[12] HUANG M, FURUKAWA H, TANAKA Y, et al. Importance of entanglement between first and second components in high-strength double network gels[J]. Macromolecules, 2007, 40 (18):6658-6664.

[13] LIU C, KADONO H, MAYUMI K, et al. Unusual fracture behavior of slide-ring gels with movable cross-links[J]. ACS Macro Lett, 2017, 6 (12):1409-1413.

[14] TAO L S, KUROKAWA T, KURODA S, et al. Physical hydrogels composed of polyampholytes demonstrate high toughness and viscoelasticity[J]. Nat Mater, 2013, 12 (10):932-937.

[15] 姜祖明, 苏智青, 黄光速. 预交联共聚物驱油剂高温高盐环境下长期耐老化机理研究[J]. 油田化学, 2010, 27(2): 166-170.

Preparation and Properties of Temperature-tolerant Viscoelastic Particle Oil-displacing Agent

CAO Xulong

(*Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257015, P R of China*)

Abstract: In order to solve the problems of heterogeneity, high temperature and high salt in the oilfield exploitation, the technical idea of preparing particle oil displacement agents with small molecule crosslinking agents was broken through, and a series of particles type oil-displacing agents were synthesized with a variety of new macromolecular crosslinkers, and the network structure, mechanical properties, aging resistance and migration mechanism was studied. The research results showed that the macromolecular crosslinking agent could effectively improve the uniformity of the gel and endow the gel with excellent mechanical properties. The breaking elongation of the three gels prepared with macromolecular crosslinking agent was above 2000%, the breaking strength was above 0.3 MPa, and could be compressed to 90% without being damaged. Among them, MCH0.5-30 had the best performance, the breaking elongation could reach up to 2800%, and the breaking strength could reach up to 0.6 MPa. In addition, it had a high modulus retention rate after aging in brine with a salinity of 30 g/L at 85℃ for 90 days, showing excellent aging resistance. Macromolecular crosslinking agents provide new ideas for the preparation of high-performance oil-displacing agent, which are expected to be applied in harsh oil reservoirs with high temperature and high salinity.

Keywords: *tertiary oil recovery*; *hydrogel*; *viscoelastic particle*; *oil-displacing agent*

(上接第668页。continued from p.668)

[20] 曲希玉,刘立,高玉巧,等.中国东北地区幔源-岩浆CO_2赋存的地质记录[J]. 石油学报,2010,31(1):61-67.

[21] KAREEM R, CUBILLAS P, GLUYAS J, et al. Multi-technique approach to the petrophysical characterization of Berea sandstone core plugs (Cleveland Quarries, USA) [J]. J Petrol Sci Eng, 2017, 149:436-455.

[22] BERTIER P, SWENNEN R, LAENEN B, et al. Experimental identification of CO_2-water-rock interactions caused by sequestration of CO_2 in Westphalian and Buntsandstein sandstones of the Campine Basin (NE-Belgium) [J]. J Geochem Explor, 2006, 89(1/2/3): 10-14.

[23] 王永政.低渗油藏注CO_2驱油固相沉积实验测试评价[D]. 青岛:中国石油大学(华东), 2015.

[24] 罗孝俊,杨卫东,李荣西,等. pH值对长石溶解度及次生孔隙发育的影响[J].矿物岩石地球化学通报, 2001, 20(2): 103-107.

[25] ZEKRI A Y, SHEDID S A, ALMEHAIDEB R A. Investigation of supercritical carbon dioxide, asphaltenic crude oil, and formation brine interactions in carbonate formations[J]. J Petrol Sci Eng, 2009, 69(1/2): 63-70.

[26] LUQUOT L, GOUZE P. Experimental determination of porosity and permeability changes induced by injection of CO_2 into carbonate rocks [J]. Chem Geol, 2009, 265(1-2): 148-159.

Influence on Rock Properties of CO_2 Flooding Saturated Water with Different Salinity

LIU Li[1,2], MA Yingxue[1,2], PI Yanfu[1,2], LIU Jinxin[1,2], BAI Mingxing[1,2]

(*1. Department of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang, 163318, P R of China*; *2. Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Ministry of Education of China, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, P R of China*)

Abstract: In order to study the effect of formation water salinity on the oil displacement efficiency of CO_2 flooding, using Berea cores with similar porosity and permeability parameters, the core displacement method was used to test the CO_2 displacement efficiency of saturated 0, 6778 and 15000 mg/L water, the changes of porosity and permeability, the radius changes of pore and pore throat before and after CO_2 flooding were analyzed by CT scanning. The influence mechanism of water salinity on CO_2 displacement efficiency was analysed. The results showed that with the increase of the salinity of saturated water in the cores, the precipitation produced in the process of CO_2 flooding increased, and the pores and throats were blocked seriously. The radius of pore and throat decreased, and the porosity and permeability decreased, resulting in the decrease of the minimum miscible pressure and the CO_2 displacement efficiency. It shows that the salinity of formation water has an effect on the oil displacement efficiency of CO_2 flooding.

Keywords: *carbon dioxide flooding*; *salinity*; *formation water*; *oil displacement efficiency*