文章编号:1000-4092(2024)02-288-08

不同熟化程度的聚合物在多孔介质中的渗流规律及驱油性能*

元福卿,宋 倩,季岩峰,李海涛

(中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司勘探开发研究院,山东 东营 257015)

摘要:聚合物在注入地层过程中受到的物理、化学降解严重,黏度损失大。为了减少聚合物注入过程产生的黏度损失,提出不完全熟化聚合物驱油技术。在70 ℃下,通过改变机械搅拌器的搅拌时间,制得具有不同黏度和熟化程度为60%～100%的聚合物体系;基于宏观和微观模型对不同熟化程度聚合物在多孔介质中的渗流规律及驱油性能进行研究。结果表明,相较于完全熟化聚合物,不完全熟化聚合物体系具有更好的黏弹性,可更好地动用残余油、提高微观驱油效率;不完全熟化聚合物体系可以建立更高的阻力系数和残余阻力系数,经多孔介质剪切后可以保留更高的有效驱替黏度;聚合物熟化程度过低不利于聚合物进入油藏深部,60%熟化程度聚合物体系堵塞主要发生在靠近填砂管注入端0—1/5处,而80%和100%熟化程度聚合物体系堵塞主要发生在靠近填砂管注入端1/5—2/5处;相对于水驱,60%、80%及100%熟化程度聚合物宏观驱油的采收率增幅分别为26.2百分点、29.0百分点和23.3百分点,微观驱油的采收率增幅分别为37.3百分点、44.9百分点和36.0百分点。对于非均质油藏,由于不完全熟化聚合物残留的未溶解胶团颗粒具有良好的封堵调驱性能,提高了低渗透层的吸液量,扩大了波及体积,从而提高了低渗透层的采收率。研究结果可为不完全熟化聚合物驱油现场试验提供一定的理论指导。

关键词:聚合物驱;熟化程度;渗流特性;封堵;调驱;提高采收率

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2024.02.014

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

0 前言

聚合物驱作为高含水油田提高采收率的重要工艺,已经得到了广泛的矿场应用[1-3]。聚合物目前的配制方式是使聚合物干粉在地面充分溶解熟化,再经过注入管线和炮眼注入油藏内部。完全熟化后的高分子聚合物在注入过程中的物理、化学降解作用严重,黏度损失大[4-5]。为了减少聚合物在注入过程中的黏度损失,提出了不完全熟化聚合物驱油技术[6-8]。倪玲英等[8]利用管道中的机械剪切作用,将聚合物体系受到的剪切力转化为促进聚合物进一步溶解的搅拌动力,促使聚合物体系在管道中在线熟化。郭光范等[9-10]研究了不同溶解程度的聚合物体系在多孔介质中的流度控制能力,发现未完全溶解的聚合物体系对应的岩心入口端压力大于完全熟化聚合物的入口端压力。冯茹森等[11-14]研究了聚合物在线熟化技术,通过取消熟化罐和母液稀释流程,可大幅缩短聚合物的溶解时间。聚合物在线熟化技术可大大降低管线、炮眼和近井地带等对聚合物的机械剪切等作用,提高了聚合物的黏度保留

* **收稿日期**:2023-10-20;**修回日期**:2023-12-05;**录用日期**:2023-12-22。

基金项目:国家自然科学基金联合基金重点项目"柔性胶囊聚合物驱提高采收率的基础理论研究"(项目编号U21B2070)。

作者简介:元福卿(1971—),男,高级工程师,中国石油大学(华东)油气田开发工程专业博士(2015),从事化学驱提高采收率的研究与应用,E-mail:yuanfuqing.slyt@sinopec.com。李海涛(1984—),男,工程师,本文通讯联系人,中国石油大学(华东)油气田开发工程专业在读博士研究生(2020—),从事油田提高采收率的研究,电话:0546-8798280,E-mail:haitao841219@126.com。

率，实现了聚合物在地层中的原位在线熟化。一方面，初始熟化度对聚合物在地层的在线剪切熟化规律有着很大的影响；另一方面，前人对不同熟化程度聚合物驱油性能的研究很少，急需开展相关工作来弥补国内这一方面研究的空白。本文借助宏观和微观模型对不同熟化程度聚合物的黏弹性、多孔介质渗流特性和驱油规律进行了系统全面的研究，以期为不完全熟化聚合物驱油技术的现场应用提供一定的理论支撑。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

KCl、NaCl、$NaHCO_3$、Na_2SO_4、$CaCl_2$和$MgCl_2$，分析纯，天津市凯通化学试剂有限公司；Ⅱ型驱油用聚丙烯酰胺，平均相对分子质量为1.8×10^7，固含量为89.3%，水解度为23.5%，胜利油田提供；胜利油田孤东七区西$Ng5^{2+3}$地层水矿化度为10 966 mg/L，离子组成（单位mg/L）为：Na^+ 3700、Mg^{2+} 176、Ca^{2+} 176、K^+ 120、Cl^- 6198、HCO_3^- 494、SO_4^{2-} 120；胜利油田孤东七区西$Ng5^{2+3}$原油，70 ℃下的黏度为50.3 mPa·s；填砂模型所用石英砂直径为75～180 μm（200～80目），凤阳县中阳石英砂有限公司。

JJ-1A 100W型搅拌器，常州国宇仪器制造有限公司；DV-Ⅱ型黏度计，美国Brookfield公司；Haake MARS 40型流变仪，德国赛默飞公司；高温高压驱替装置，填砂模型（ϕ2.5 cm×30 cm），长填砂模型（ϕ2.5 cm×100 cm），非均质微观刻蚀模型(40 mm×40 mm，高渗透区、低渗透区孔道平均直径分别为300、100 μm）和微观可视化驱油装置，江苏联友科研仪器有限公司。

1.2　实验方法

（1）聚合物熟化程度的测定

在70 ℃下使用机械搅拌器（转速均为500 r/min）配制聚合物体系（质量浓度为2000 mg/L），通过不同搅拌时间获得不同黏度和熟化程度的聚合物体系。实验过程中使用黏度计（剪切速率7.34 s^{-1}）测定（实验温度均为70 ℃）不同搅拌溶解时间对应的聚合物体系黏度。聚合物完全溶解时测定的黏度记为μ_{t1}，搅拌溶解时间为t_j时对应的聚合物体系黏度记为μ_{tj}。根据体系黏度判别法（$\mu_{tj}/\mu_{t1}\times100\%$），计算不同搅拌溶解时间节点下聚合物的熟化程度[15]。

（2）聚合物黏弹性的测定

配制初始熟化程度为60%、80%和100%的聚合物体系（质量浓度均为2000 mg/L），在应力为0.1 Pa、扫描频率为0.1～10 Hz和70 ℃的条件下，使用流变仪对不同初始熟化程度聚合物体系的黏弹性进行测试[16]。

（3）聚合物的渗流特性

参照石油天然气行业标准SY/T 6576—2016《用于提高石油采收率的聚合物评价方法》，测定不同初始熟化程度聚合物体系的阻力系数和残余阻力系数[17]。

（4）聚合物多孔介质剪切黏度的测定

配制不同初始熟化程度的聚合物体系，参照中国石化企业标准Q/SHCG0159—2021《驱油用聚丙烯酰胺技术要求》，测定不同初始熟化程度聚合物经多孔介质剪切产出液的黏度。

（5）聚合物注入及运移性能评价

利用多点测压驱替实验研究不同初始熟化程度聚合物体系的注入及运移性能。在长填砂管的入口端和出口端各设置2个测压点，记为$p1$、$p6$；在距入口端1/5、2/5、3/5、4/5处分别设置4个测压点，记为$p2$、$p3$、$p4$、$p5$。首先，将长填砂管中的多孔介质饱和地层水，在70 ℃下注入地层水，记录水驱稳定压差；然后，注入不同初始熟化程度的聚合物体系，至各测压点压力达到平稳时停止注入；最后，后续水驱至压力再次达到平稳时结束。注入速率为0.3 mL/min。记录6个测压点的压力数据，绘制注入压力随流体注入量的变化曲线[18]。

（6）驱油实验

宏观驱油：将填砂管中的多孔介质饱和地层水，在70 ℃下以0.3 mL/min的速率注入地层水，记录水驱稳定压差；以0.3 mL/min的流速注入原油饱和岩心，将饱和原油的不同渗透率多孔介质模型并联，在70 ℃下老化24 h；以0.6 mL/min的流速进行一次水驱，直至采出液含水率达到98%；以0.6 mL/min的流速转注0.5 PV不同初始熟化程度的聚合物体系；以0.6 mL/min流速进行后续水驱，直至产出液含水率达到98%时结束实验。实验过程中记录不同渗透率多孔介质产出液及产出油的体积，计算相应的采收率[19-20]。

微观驱油：利用微观可视化物理模型研究不同

初始熟化程度聚合物体系在微观孔隙中的运移规律和微观驱油机理。将非均质微观刻蚀模型抽真空，并饱和原油，然后将模型在70 ℃下老化24 h；一次水驱，直至产出液含水率达到98%时停止水驱；转注0.5 PV 2000 mg/L聚合物体系；后续水驱至含水率达到98%时停止实验。注入流速为0.005 mL/min。在实验过程中，利用高倍摄像头观察记录不同驱替阶段微观模型中的油水分布情况和聚合物运移规律，利用图像处理软件计算驱替过程中不同阶段的采收率。

2 结果与讨论

2.1 不同熟化程度聚合物体系的配制

聚合物搅拌溶解时间与黏度的拟合关系曲线见图1。在实验条件下随着搅拌时间的增加，聚合物体系的黏度逐渐增大，50 min后的黏度基本稳定。聚合物干粉与水的混合液经搅拌、溶胀至完全溶解，溶液黏度达到稳定的过程称为熟化，完成聚合物熟化过程所需要的时间称为熟化时间，因此聚合物的室内完全熟化时间定为50 min。聚合物搅拌溶解时间（x）与黏度（y）的拟合关系式为$y=-3.74+1.31x+0.01x^2$。根据拟合关系式与体系黏度判别法得到60%与80%熟化程度聚合物体系的搅拌时间分别为19、31 min，并配制100%熟化程度聚合物作为对照组。

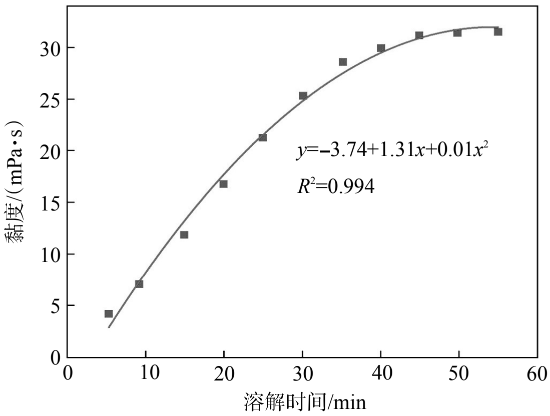

图1 聚合物体系黏度与搅拌溶解时间的关系曲线

Fig.1 Relationship between viscosity and dissolution time of polymer system

2.2 不同熟化程度聚合物的黏弹性

不同熟化程度聚合物体系的黏弹性见图2。60%和80%熟化程度聚合物体系的储能模量（G'）和耗能模量（G''）均高于100%熟化程度聚合物体系，不完全熟化聚合物体系表现出更好的黏弹性。在0.1～2.0 Hz振荡频率范围内，60%和80%熟化程度聚合物体系的G'均高于G''，二者均表现为弹性流体。聚合物体系在地层流动过程中的流速很小，所对应的频率也是低频，此时不完全熟化聚合物体系能够更好地表现出其黏弹性特征。借助聚合物体系的弹性特征可以将不同类型的残余油从“盲端”、孔隙或喉道中“拉、拽”出来，提高微观驱油效率[21]。

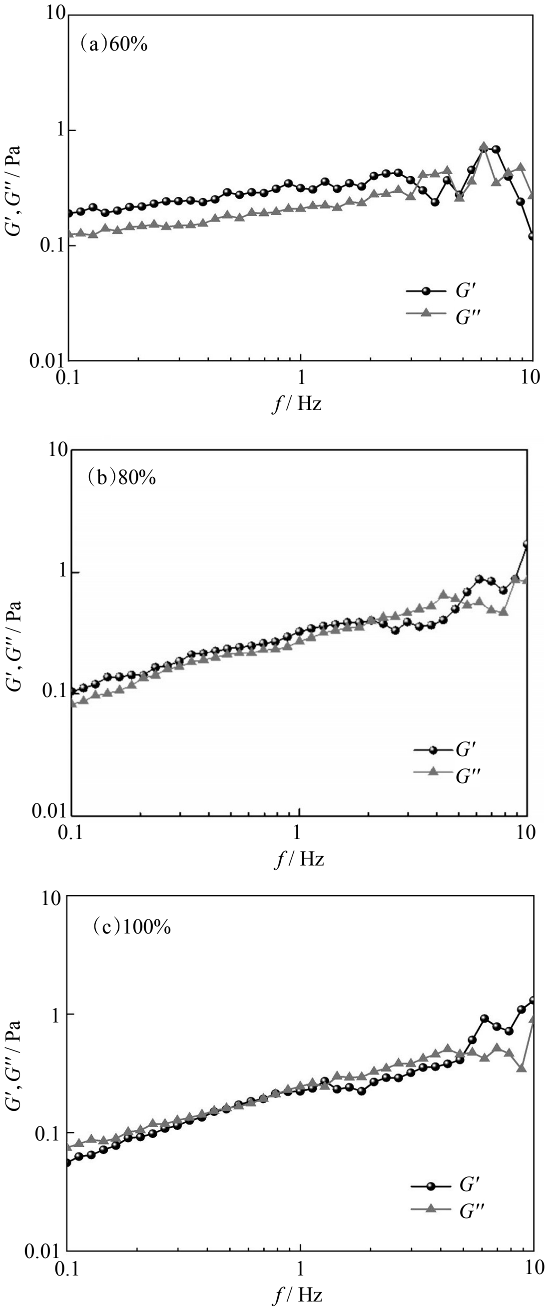

图2 不同熟化程度聚合物体系的黏弹性

Fig.2 Viscoelasticity of polymer systems with different curing degrees

2.3　不同熟化程度聚合物在多孔介质中的渗流规律

多孔介质注入端压力随不同熟化程度聚合物注入量的变化曲线见图3。不同熟化程度聚合物驱过程中注入压力均呈现先增加后趋于稳定的变化趋势；后续水驱过程中，注入压力均呈现先降低后趋于稳定的变化趋势。聚合物熟化程度越低，聚合物驱阶段注入压力越高，注入压力达到稳定时对应的流体注入量增加，后续水驱时则具有更高的稳定注入压力。60%、80%、100%熟化程度聚合物对应的阻力系数分别为49.3、40.5、30.5，残余阻力系数分别为14.3、12.4、6.2。60%和80%熟化程度聚合物的阻力系数及残余阻力系数均高于100%熟化程度聚合物。不完全熟化聚合物在注入前期，聚合物体系中含有的未溶解胶团颗粒滞留在多孔介质中，对孔喉形成了一定的封堵作用，从而减小了多孔介质中孔喉的过流断面，使得流体附加渗流阻力升高，注入压力升幅更大，导致阻力系数升高。后续水驱阶段，因注入水的连续冲刷减少了聚合物在多孔介质中的滞留量，注入压力降低。相较于完全熟化聚合物，不完全熟化聚合物形成的聚集体结构更耐水冲刷，在多孔介质中滞留及增加渗流阻力作用更强，表现为更高的残余阻力系数。

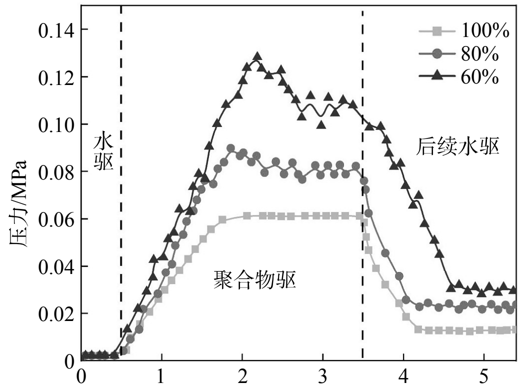

图3　不同熟化程度聚合物注入压力随流体注入量的变化
Fig.3　Change of injection pressure with fluid volume of polymers with different curing degrees

2.4　不同熟化程度聚合物多孔介质剪切黏度

聚合物注入量与产出液黏度的关系曲线见图4。聚合物注入量小于2 PV时，80%熟化程度聚合物体系产出液的黏度最高，100%的其次，60%的最低；注入2 PV聚合物后，80%熟化程度聚合物体系产出液的黏度最高，60%的其次，完全熟化的最低。聚合物注入量小于2 PV时，聚合物因多孔介质剪切降解导致的黏度损失影响较小，此时黏度损失主要由聚合物滞留和水的稀释作用导致[22]。80%熟化程度聚合物体系较完全熟化聚合物体系更耐水稀释，其产出液黏度更高。注入2 PV聚合物后，聚合物黏度损失主要由多孔介质剪切降解导致，不完全熟化聚合物体系中溶胀胶团颗粒具有较好的抗剪切性，产出液黏度高于完全熟化聚合物体系产出液黏度。相较于完全熟化聚合物，不完全熟化聚合物体系在多孔介质剪切后产出液的黏度更高。使用不完全熟化聚合物驱油可以提高驱替液在油藏中的有效驱替黏度，达到减小水油流度比、增加波及系数、提高原油采收率的目的。

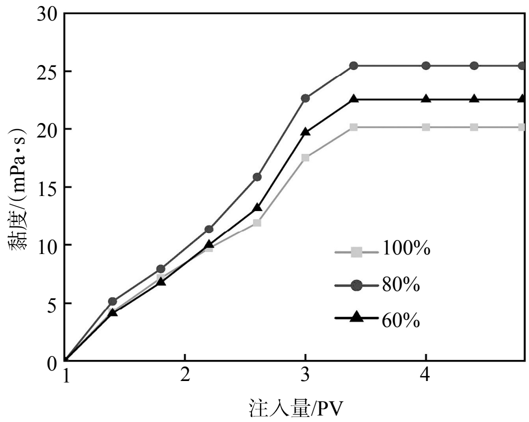

图4　不同熟化程度聚合物注入量与产出液黏度的关系
Fig.4　Relationship between injection volume and the viscosity of produced liquid for the polymer systems with different curing degrees

2.5　不同熟化程度聚合物的运移性能

长填砂多孔介质不同测压点驱替压力的变化曲线见图5。在聚合物驱过程中，100%熟化程度与80%熟化程度聚合物体系在$p2$和$p3$间的压力梯度最大，即在$p2$与$p3$之间的聚合物堵塞比较严重。60%熟化程度聚合物在$p1$和$p2$间的压力梯度最大。60%熟化程度聚合物体系堵塞主要发生在靠近填砂管注入端0—1/5处，100%熟化程度与80%熟化程度聚合物体系堵塞主要发生在靠近填砂管注入端1/5—2/5处。相较于100%熟化程度与80%熟化程度聚合物体系，60%熟化程度聚合物体系含有的未溶解胶团颗粒较多，在多孔介质中的堵塞比较严重。聚合物熟化程度过低不利于聚合物进入油藏

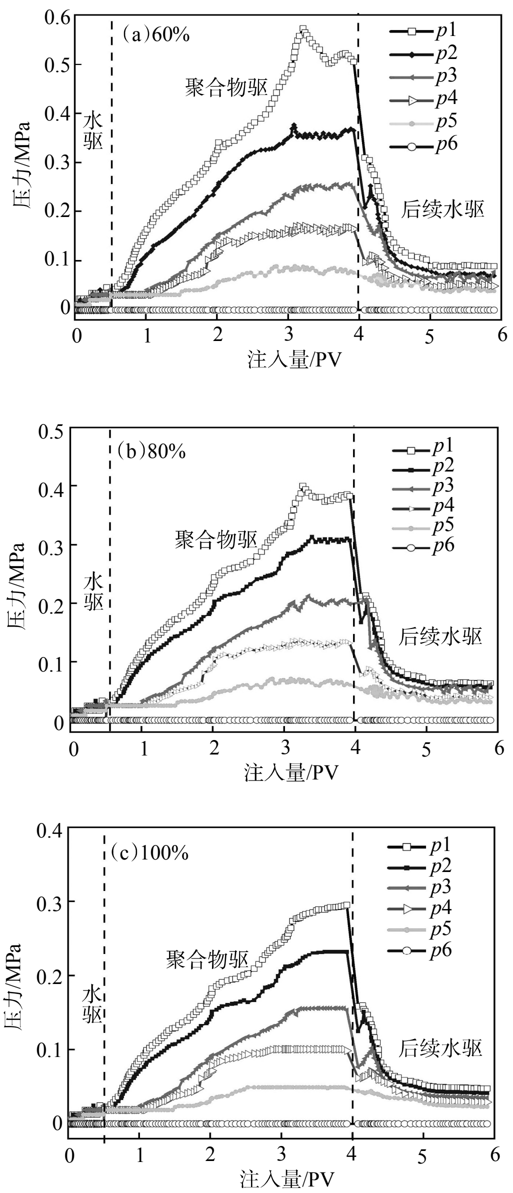

图5 不同熟化度聚合物体系多点测压模型的压力变化

Fig.5 Pressure change of multi-point pressure measurement model for the polymer systems with different curing degrees

深部。后续水驱中，注入不完全熟化聚合物后的注入压力小幅波动，未溶解的聚合物胶团颗粒在多孔介质中以“堵塞-变形-运移”的方式不断堵塞并通过孔喉，使压力产生一定的波动，并最终趋于平衡。

2.6 不同熟化程度聚合物的驱油性能

2.6.1 宏观驱油性能

采用双管并联方式研究不同熟化程度聚合物体系在非均质多孔介质中的调驱能力。不同熟化程度聚合物非均质模型驱油结果见表1。60%、80%和100%熟化程度聚合物体系采收率相比水驱增幅分别为26.2百分点、29.0百分点和23.3百分点，80%熟化程度聚合物体系在低渗透管中提高采收率能力最高。在聚合物驱及后续水驱过程中，不完全熟化聚合物体系的低渗透管分流量高于完全熟化聚合物体系。在聚合物驱阶段，不完全熟化聚合物优先进入高渗透层渗流通道中，体系中未溶解完全的胶团颗粒在孔喉处形成堆积，注入压力大幅增长，高渗透管的渗流阻力增大，进入高渗透管中的液量减少，更多的液体进入低渗透管中。转注水驱后，完全熟化聚合物不断由滞留位置向出口端运移，滞留封堵效果减弱，低渗透层分流率快速下降；而不完全熟化聚合物体系中的未溶解颗粒形成堆积卡封结构，使得低渗透层可以维持较稳定的分流率。对于非均质油藏来说，由于不完全熟化聚合物体系中残留未溶解胶团颗粒，使其具有良好的封堵调驱性能，提高了低渗透层的吸液量，进而提高了低渗透层的原油采收率。

表1 不同熟化程度聚合物非均质模型驱油结果

Table 1 Oil displacement results using heterogeneous model for the polymer systems with different curing degrees

聚合物熟化程度/%	渗透率/($10^{-3}\mu m^2$)	采收率/%			采收率增幅/百分点	总采收率/%
		水驱	聚合物驱	后续水驱		
60	3025.3	54.2	9.5	4.5	14.0	68.2
	971.2	17.4	23.5	17.7	41.2	58.6
	综合	37.6	15.8	10.4	26.2	63.8
80	3126.5	54.2	10.5	6.8	17.3	71.5
	1024.6	16.7	23.9	18.9	42.8	59.5
	综合	37.0	16.6	12.4	29.0	66.0
100	3056.6	54.8	8.9	4.4	13.3	66.1
	986.3	18.2	15.4	17.6	33.0	51.2
	综合	37.2	11.8	11.5	23.3	60.5

2.6.2 微观驱油性能

由不同熟化程度聚合物微观驱油各阶段的采收率(表2)可见，80%熟化程度聚合物体系后续水驱的采收率增值最高。在不同驱替阶段残余油分布状态中，60%和100%熟化聚合物体系驱替结束后依然存在未被波及、圈闭的簇状剩余油；80%熟化程

度聚合物体系的注入扩大了波及面积的同时也提高了驱替效率,后续水驱波及到的孔喉通道残余油被再次启动,剩余油显著降低,驱替效率明显增高。由 80%熟化程度聚合物在微观模型中的运移调驱情况可以看出,聚合物驱阶段不完全熟化聚合物优先进入高渗透层渗流通道中,体系中未溶解完全的胶团颗粒封堵高渗透区的大孔隙孔道;后续水驱阶段随着水驱时间延长,聚合物胶团颗粒在孔喉中进一步熟化,胶团颗粒难以封堵大孔隙孔道,变形通过大孔隙孔道运移到深部的小孔道卡堵。在运移过程中不完全熟化聚合物胶团颗粒持续进行封堵,使其具有良好的封堵调驱性能,可以对驱油剖面进行有效调整,进而扩大波及面积,提高原油采收率。

表 2　微观驱油各阶段的采收率结果

Table 2　Oil recoveries of each stage of micro oil displacement

熟化程度/%	采收率/%			采收率增幅/百分点	总采收率/%
	水驱	聚合物驱	后续水驱		
60	33.5	29.2	8.1	37.3	69.8
80	32.7	30.3	14.6	44.9	77.6
100	32.1	33.8	2.2	36.0	68.1

3　结论

60%和 80%熟化程度聚合物体系的储能模量和耗能模量均高于 100%熟化程度聚合物体系,不完全熟化聚合物体系表现出更好的黏弹性。相较于 100%熟化程度聚合物,60%和 80%熟化程度聚合物体系可以建立更高的阻力系数和残余阻力系数。不完全熟化聚合物体系在多孔介质剪切后产出液的黏度更高,使用不完全熟化聚合物驱油可以提高驱替液在油藏中的有效驱替黏度,达到减小水油流度比,增加波及系数,从而提高原油采收率的目的。

聚合物熟化程度过低不利于聚合物进入油藏深部。60%熟化程度聚合物体系堵塞主要发生在靠近填砂管注入端 0—1/5 处,而 80%和 100%熟化程度聚合物体系堵塞主要发生在靠近填砂管注入端 1/5—2/5 处。不完全熟化聚合物体系在非均质油藏中的适用性强。由于不完全熟化聚合物体系中残留未溶解胶团颗粒,使其具有良好的封堵调驱性能,提高了低渗透层的吸液量,扩大了波及面积,进而提高了低渗透层的原油采收率。

参考文献:

[1] 何源媛, 钟会影, 郭松林, 等. 二类油层聚驱微观驱油效率影响因素研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2023, 36(2): 34-41.
HE Y Y, ZHONG H Y, GUO S L, et al. Influencing factors of microscopic oil displacement efficiency by polymer flooding in class II reservoirs [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2023, 36(2): 34-41.

[2] 朱振坤, 李海成, 高光磊, 等. 大庆油田化学驱分层注入技术现状与发展趋势[J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(5): 642-647.
ZHU Z K, LI H C, GAO G L, et al. Status and trend of chemical flooding and layered injection technology in Daqing Oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 36(2): 34-41.

[3] 宁长元, 张亮, 潘若生, 等. 高温油藏耐盐聚合物 P(AM/MAPS)驱油剂的制备与性能评价[J]. 油田化学, 2023, 40(3): 460-466.
NING C Y, ZHANG L, PAN R S, et al. Study on oil displacement agent of salt tolerance polymer P(AM/MAPS) for high temperature reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(3): 460-466.

[4] MANSOUR A M, AL-MAAMARI R S, AL-HASHMI A S, et al. In-situ rheology and mechanical degradation of EOR polyacrylamide solutions under moderate shear rates [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 115(2): 57-65.

[5] 陈明强, 孙志强, 王江顺, 等. 配注过程中聚合物溶液的黏度损失分析[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2007, 22(3): 60-63.
CHEN M Q, SUN Z Q, WANG J S, et al. Analysis of the viscosity loss of polymer solution in the process of injection allocation [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2007, 22(3): 60-63.

[6] 舒政, 叶仲斌, 张健, 等. 聚合物溶液近井地带速率剪切模拟实验装置设计[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 55-58.
SHU Z, YE Z B, ZHANG J, et al. Experiment design of velocity shearing simulation for polymer adjacent to borehole [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(4): 55-58.

[7] 宋爱军. 聚合物母液在管道流动剪切过程中熟化机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2008: 33-63.
SONG A J. Study on the maturing mechanism of polymer mother liquid in the shearing seepage pipeline [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2008: 33-63.

[8] 倪玲英, 宋爱军, 李成华, 等. 聚合物母液管道熟化可行性室内实验[J]. 管道技术与设备, 2008, 16(3): 61-62.
NI L Y, SONG A J, LI C H, et al. Experimental study of the feasibility of pipeline maturing technology of polymer mother

liquor [J]. Pipeline Technique and Equipment, 2008, 16(3): 61-62.

[9] 郭光范, 舒政, 叶仲斌. 聚合物不同溶解程度的注入性及剪切后溶液性能[J]. 应用化工, 2013, 42(9): 1567-1570.
GUO G F, SHU Z, YE Z B. Injectivity of polymer solution with different dissolving degree and solution properties after shearing [J]. Applied Chemical Industry, 2013, 42(9): 1567-1570.

[10] 施雷庭, 徐豪飞, 叶仲斌, 等. 剪切作用对不同聚合物溶液流度控制能力影响研究[J]. 油田化学, 2010, 27(2): 174-178.
SHI L T, XU H F, YE Z B, et al. The effects of shearing on the mobility control capacity of different polymer solutions [J]. Oilfield Chemistry, 2010, 27(2): 174-178.

[11] 冯茹森, 郭拥军, 马军隆, 等. 驱油用疏水缔合聚合物AP-P4在线熟化技术室内研究[J]. 石油钻采工艺, 2006, 28(5): 34-37.
FENG R S, GUO Y J, MA J L, et al. Experimental study on on-line curing technology of hydrophobically associating polymer AP-P4 [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28 (5): 34-37.

[12] 郭拥军, 冯茹森, 马军隆, 等. 驱油用疏水缔合聚合物AP-P4在线熟化技术现场放大试验[J]. 石油钻采工艺, 2006, 28 (6): 42-45.
GUO Y J, FENG R S, MA J L, et al. Study about on-line curing technology of hydrophobically associating polymer AP-P4 for flooding [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28 (6): 42-45.

[13] 吕振虎, 邬国栋, 郑苗, 等. 基于溶胀-熟化机理的疏水缔合聚合物速溶压裂液技术[J].石油钻探技术, 2019, 47(4): 104-109.
LYU Z H, WU G D, ZHENG M, et al. An instantly dissolving fracturing fluid technology using hydrophobic associating polymers based on swelling-curing mechanisms [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(4): 104-109.

[14] 周彦霞. 聚合物不熟化配注工艺可行性试验研究[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(10): 2313-2315.
ZHOU Y X. The feasibility test research on immaturity injection allocation technique of polymer [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(10): 2313-2315.

[15] 舒政, 刘舒羽, 赵文森, 等. 聚合物AP-P4溶解程度快速检测方法研究[J]. 应用化工, 2019, 48(6): 1501-1505.
SHU Z, LIU S Y, ZHAO W S, et al. Study on rapid detection method of solubility degree of polymer AP-P4 [J]. Applied Chemical Industry, 2019, 48(6): 1501-1505.

[16] 魏志毅,张金泽,公证,等. 双烷基脲稠化烃基压裂液的制备及其流变特性[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2022,46(4):123-129.
WEI Z Y, ZHANG J Z, GONG Z, et al. Preparation and rheological properties of bis-alkyl urea thickened alkane-based fracturing fluid [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011, 11(10): 2313-2315.

[17] 刘怡婷, 张怀杰, 钟陵, 等. 聚合物驱注入工艺参数优化及驱油机理研究[J]. 油田化学, 2022, 39(1): 100-107.
LIU Y T, ZHANG H J, ZHONG L, et al. Injection parameters optimization and displacement mechanism of polymer flooding [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(1): 100-107.

[18] BAI L, SHI C, TANG K, et al. Study on migration and plugging performance of polymer gel in fractured cores using nuclear magnetic resonance technology [J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 227(8): 211891.

[19] 陈明贵, 杨光, 石鑫, 等. 渤海稠油油田早期注聚剖面返转规律及控制方法研究[J]. 油田化学, 2017, 34(2): 278-284.
CHEN M G, YANG G, SHI X, et al. Laboratory study of profile reversion in early stage polymer injection for heavy oil recovery in China Bohai Bay [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34 (2): 278-284.

[20] 赖南君, 潘成巍, 宋恒杰, 等. 非均质油藏中微球/聚合物非均相复合溶液的调驱性能[J]. 石油化工, 2022, 51(7): 798-805.
LAI N J, PAN C W, SONG H J, et al. Performance of polymer microsphere-polymer composite system in heterogeneous reservoirs for profile control and flooding [J]. Petrochemical Technology, 2022, 51(7): 798-805.

[21] LAI N J, QIN X Q, YE Z B, et al. The study on permeability reduction performance of a hyperbranched polymer in high permeability porous medium [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 112(11): 198-205.

[22] 张星, 李兆敏, 徐林静. 聚合物在多孔介质中的流变性研究[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(1): 8-10.
ZHANG X, LI Z M, XU L J. Investigation polymer rheology in porous media [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38 (1): 8-10.

Seepage and Oil Displacement Rules of Polymers with Different Curing Degrees in Porous Media

YUAN Fuqing, SONG Qian, JI Yanfeng, LI Haitao

(*Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Branch, Sinopec, Dongying, Shandong 257015, P R of China*)

Abstract: During the injection process into the formation, polymers undergo severe physical and chemical degradation, resulting in significant viscosity loss. In order to reduce the viscosity loss during the polymer injection process, the concept of partially cured polymer oil displacement technology is proposed. At 70 ℃, polymer systems with different viscosities and curing degrees ranging from 60% to 100% were prepared by varying the stirring time of mechanical stirrer. The study investigated the seepage characteristics and oil displacement performance of polymers with different curing degrees in porous media based on macroscopic and microscopic models. The results showed that compared to fully cured polymers, partially cured polymer systems exhibited better viscoelastic properties, enabled better mobilization of residual oil and improved microscopic oil displacement efficiency. Partially cured polymer systems could establish higher resistance coefficients and residual resistance coefficients, and then could retain higher effective displacement viscosities after shearing through porous media. The degree of polymer curing was too low to facilitate the entry of polymers into the deep part of reservoir. In polymer system with curing degree of 60%, the blockage mainly occurred near the injection end of sand-filled tube at 0—1/5 distance, while in polymer systems with curing degrees of 80% and 100%, the blockage mainly occurred near the injection end of sand-filled tube at 1/5—2/5 distance. Compared to water flooding, the incremental oil recovery rates of macroscopic oil displacement for polymer systems with curing degrees of 60%, 80% and 100% were 26.2 percentage points, 29.0 percentage points, and 23.3 percentage points, respectively. Meanwhile, the incremental oil recovery rates of microscopic oil displacement were 37.3 percentage points, 44.9 percentage points, and 36.0 percentage points, respectively. For heterogeneous reservoirs, the residual undissolved polymer particles in partially cured polymers exhibited good plugging and conformance control properties. As a result, the liquid absorption in low-permeability layers was increased, the affected volume was expanded, and thus the recovery rate of low-permeability layers was enhanced. The research results could provide theoretical guidance for field tests of partially cured polymer oil displacement.

Keywords: *polymer flooding*; *curing degree*; *seepage characteristic*; *plugging*; *profile control and oil displacement*; *enhanced oil recovery*

（上接第287页。continued from p. 287）

Effect of RhlA and RhlB Gene Expression on Microbial Oil Recovery

WANG Qie[1], FAN Yonghong[1], GUO Bin[1], MEDINUEL[1], QIN Xinzheng[2]

(*1. College of Life Science and Technology, Xinjiang University, Xinjiang Key Laboratory of Biological Resources and Genetic Engineering, Urumqi, Xinjiang 830000, P R of China; 2. Institute of Microbial Application, Xinjiang Academy of Agricultural Sciences, Urumqi, Xinjiang 830000, P R of China*)

Abstract: In order to explore the effect of RhlA and RhlB gene expression on viscosity reduction in microbial oil recovery, a real-time fluorescent absolute quantitative (Q-PCR) method for RhlA and RhlB genes was established, and the *Pseudomonas aeruginosa* X7 fermentation broth and Karamay Oilfield at different culture stages were detected. The expression levels of RhlA and RhlB genes in different formation waters were measured, and their rhamnolipid production, surface activity, emulsifying activity, emulsifying stability, and crude oil viscosity reduction rate were determined. The results showed that the expression levels of RhlA and RhlB genes were positively correlated with rhamnolipid production, surface activity, emulsifying activity and crude oil viscosity reduction rate. With the increase of fermentation time, the expression levels of RhlA and RhlB genes in the fermentation broth increased continuously and reached the maximum at 24 h, then decreased and stabilized at 60 h, and the maximum expression levels of RhlA and RhlB genes were 2.51×10^6 and 3.25×10^5 copies/μL. The highest expression level of RhlA and RhlB genes reached the maximum value of 824.08 mg/L at 60 hours. The surface activity of the fermentation broth, crude oil emulsifying activity and heavy oil viscosity reduction rate also increased with the increase of fermentation time and reached the maximum value at 24 hours, 48 hours and 60 hours, respectively. The rhamnolipid crude extract in the fermentation broth had good stability and could work stably under certain extreme conditions. RhlA and RhlB genes probably affected microbial oil recovery by affecting rhamnolipid production, surface activity, emulsifying activity and viscosity reduction rate of crude oil. This study preliminarily revealed the influence of functional gene expression related to biological surface activity on the viscosity reduction effect of heavy oil, which was important to promote the industrial application of microbial oil recovery.

Keywords: *rhamnolipid*; *functional gene*; *heavy oil viscosity reduction*; *microbial oil recovery*