

抗盐聚合物储层适应性及其作用机制

谢 坤¹, 卢祥国¹, 姜维东², 李 强³

(1. 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江大庆 163318; 2. 中海石油有限公司, 北京 100028;
3. 中海石油研究总院, 北京 100027)

摘要:基于物理模拟实验结果,对抗盐聚合物(枝化聚合物、聚表剂)驱油效果进行评价与分析,对于疏水缔合聚合物,以聚合物溶液黏度、分子线团尺寸、分子聚集态、传输运移能力和驱油效果等为评价指标,考察缔合程度对疏水缔合聚合物油藏适应性的影响,探讨抗盐聚合物的储层适应性。结果表明:抗盐聚合物的增油效果与其黏度之间没有必然联系;抗盐聚合物油藏适应性与其聚合物分子聚集体形态密切相关,当其聚合物分子聚集体形态发生改变时,其在多孔介质内的传输运移能力及其非均质储层适应性随之改变;改变聚合物分子聚集态空间构型增加水溶液黏度的抗盐聚合物、评价其储层适应性时,不应过度关注其黏度指标,而应注重其分子聚集体与非均质储层间的适应性。

关键词:抗盐合聚合物; 驱油效果; 调节剂; 疏水缔合聚合物; 分子聚集体; 适应性分析

中图分类号:TE 357.4 **文献标志码:**A

引用格式:谢坤,卢祥国,姜维东,等. 抗盐聚合物储层适应性及其作用机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017,41(3):144-153.

XIE Kun, LU Xiangguo, JIANG Weidong, et al. Reservoir adaptability and mechanism of salt-resistant polymer[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017,41(3):144-153.

Reservoir adaptability and mechanism of salt-resistant polymer

XIE Kun¹, LU Xiangguo¹, JIANG Weidong², LI Qiang³

(1. Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Education Ministry in Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China;
2. CNOOC Limited, Beijing 100028, China;
3. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China)

Abstract: On the basis of the physical simulation results, the oil displacement efficiency of salt-resistant polymer (such as polymer-surfactant and branched polymer) has been evaluated and analyzed. For the hydrophobic associating polymer, the following evaluating indicators, such as polymer viscosity, molecular clew dimension, molecular aggregations, transmission ability and oil displacement effect were used to investigate the influence of association degree on reservoir adaptability of hydrophobic associating polymer. And the reservoir adaptability of salt-resistant polymer has been discussed as well. It is found that there is no connection between the oil displacement efficiency and viscosity of salt-resistant polymer. And the reservoir adaptability of salt-resistant polymer is closely related to its polymer molecular aggregations. When molecular aggregations change, its transmission ability in porous media and adaptability with heterogeneous reservoir also change correspondingly. When developing salt-resistant polymer to increase solution viscosity through changing space configuration of its molecular aggregations and evaluating its reservoir adaptability, the viscosity should not be paid excessive attention. Instead, it is the a-

收稿日期:2016-11-10

基金项目:“十三五”油气国家重大专项(2016ZX05058003-010);黑龙江省自然科学基金重点项目(ZD201312);东北石油大学研究生创新科研项目(YJSCX2014-017NEPU)

作者简介:谢坤(1991-),男,博士研究生,研究方向为提高采收率理论和技术。E-mail: xiekun725@163.com。

通讯作者:卢祥国(1960-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为提高采收率理论和技术。E-mail: luxiangg2003@aliyun.com。

daptability between polymer molecular aggregations and heterogeneous reservoir that should be emphasized.

Keywords: salt-resistant polymer; oil displacement effect; conditioner; hydrophobic associating polymer; polymer molecular aggregations; adaptability analysis

从聚合物增加水溶液黏度的机制来看,抗盐聚合物主要通过聚合物分子链间的交联作用或疏水基团间的缔合作用形成具有“区域性”网状结构的聚合物分子聚集体,从而增加分子链溶剂化层表面包络水分子的能力,最终在宏观上表现出较强的增黏性能。对比普通聚合物增黏方式可以看出,聚合物增黏性能与聚合物分子聚集体形态密切相关,网状结构的抗盐聚合物分子聚集体比线性支链结构的普通聚合物分子集体包络水分子能力强,但前者分子线团尺寸往往远大于后者。由于聚合物溶液现实工作环境是油藏岩石孔隙^[1-2],且其空间尺寸远小于室内配制聚合物溶液的容器,所以分子聚集体较大的抗盐聚合物在油藏条件下工作时可能会存在油藏适应性问题^[3-6],抗盐聚合物的研究集中于增黏机制和溶液性能研究^[7-12]。笔者以枝化聚合物和聚表剂为例,在其目前应用的渤海油田和大庆油田油藏条件下对其驱油效果进行评价与分析,提出抗盐聚合物的增油效果与其黏度之间没有必然联系的观点。以渤海油田广泛使用的疏水缔合聚合物为研究对象,在添加调节剂控制缔合程度进而改变聚合物分子聚集体形态的基础上,通过研究不同缔合程度下的疏水缔合聚合物与非均质储层间的适应性,揭示具有类似“网状”空间构型聚合物分子聚集态的抗盐聚合物与储层间的适应性本质。

1 实 验

1.1 试 剂

抗盐型聚合物:疏水缔合聚合物由四川光亚科技股份有限公司生产,有效含量为 90%,相对分子质量 $1\,100\times 10^4$;聚表剂由上海海博公司生产,类型为Ⅲ型,有效含量为 88%;支化聚合物由中海石油集团公司研究总院提高采收率重点实验室提供,代号分别为 CA01、CAB20、SB15 和 ABCA。

聚合物:部分水解聚丙烯酰胺 HPAM 由大庆炼化公司生产,相对分子质量为 $1\,200\times 10^4$ (简称中分聚合物)和 $1\,900\times 10^4$ (简称高分聚合物),有效含量均为 88%。

调节剂:疏水缔合聚合物缔合程度调节剂为 β -环糊精(简称 β -CD),国药基团化学试剂有限公司生产。

水为渤海油田和大庆油田模拟注入水,实验用油由渤海油田和大庆油田脱水原油与煤油混合而成,渤海模拟油 65 ℃ 条件下黏度为 70 mPa·s,大庆模拟油 45 ℃ 条件下黏度为 9.8 mPa·s。

1.2 岩 心

岩心为模拟研究储层地质特征的石英砂环氧树脂胶结人造岩心^[13-14],包括层内非均质和多测压点岩心,岩心高×宽×长为 4.5 cm×4.5 cm×30 cm(图 1)。驱油实验所用层内非均质岩心由厚度均为 1.5 cm 的高渗透、中渗透和低渗透 3 个小层组成,相应气测渗透率数值(k_g)见表 1。传输运移能力实验所用多测压点岩心为均质岩心, $k_g=1\,800\times 10^{-3}\,\mu\text{m}^2$,测压点位于岩心入口和中部位置。

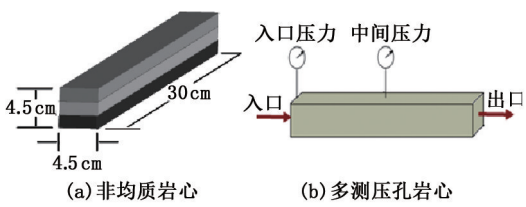


图 1 人造岩心结构示意图
Fig. 1 Structure of artificial core

表 1 非均质岩心渗透率参数

Table 1 Core permeability parameters				
岩心 编号	平均孔 隙度/%	低渗透层渗透 率/ $10^{-3}\,\mu\text{m}^2$	中渗透层渗透 率/ $10^{-3}\,\mu\text{m}^2$	高渗透层渗透 率/ $10^{-3}\,\mu\text{m}^2$
1	27.8	500	1 500	3 500
2	29.2	300	1 200	4 800
3	29.3	750	1 500	4 250
4	29.6	500	1 500	4 500
5	29.5	250	1 500	4 750

1.3 实验设备

采用 DV-Ⅱ 型布氏黏度仪测试黏度,转速为 6 r/min,测试温度为 65 ℃。

采用日立 (Hitachi) S-3400N 扫描电镜 (SEM) 观测聚合物分子聚集态;首先在 -70 ℃ 下将聚合物溶液和二元复合驱油体系冷冻升华制取样品,然后进行喷金、电镜观察和典型区域拍照。

聚合物分子线团尺寸 D_h 采用美国布鲁克海文 BI-200SM 型广角动/静态光散射仪系统 (Brookhaven Instruments Cop, USA) 测试,该仪器主要部件包括 BI-9000AT 型激光相关器和信号处理器等部件。

渗流特性和驱替实验设备主要包括平流泵、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,其他部分置于实验温度的恒温箱^[15]。

2 结果分析

2.1 抗盐聚合物驱增油效果评价

2.1.1 抗盐聚合物增黏原理

聚合物溶液黏度主要受聚合物分子流体力学尺寸和分子间作用形成的高分子链束流体力学尺寸等因素影响。在抗盐聚合物出现之前,靠增加相对分子质量即增加分子链伸展程度来增大聚合物分子流体力学尺寸是稀溶液增加黏度的主要途径,也是此前指导高增黏性聚合物设计的主要理论依据。但是由于过高相对分子质量聚合物不仅合成困难,而且

极易受到剪切降解,在实际应用中难以达到预期效果,通过离子键、氢键和范德华力等作用力使分子链通过交联或缔合形成高级结构可提高聚合物的增黏性。抗盐型聚合物增黏机制可描述为聚合物溶液中聚合物分子链通过交联或缔合作用形成了超分子聚集体(如二聚体、三聚体和多聚体等),从而增加了聚合物溶液表观黏度。随着聚合物浓度继续增加,聚集体的数量增多且结构得到加强,最后形成空间网络结构,引起聚合物溶液黏度快速增加。

2.1.2 抗盐聚合物驱油效果

模拟渤海储层地质特征(岩心 1)和流体性质条件下的几种枝化聚合物溶液岩心驱替实验采收率数据见表 2(其中 V_p 为孔隙体积),压力与孔隙体积的关系见图 2。

表 2 不同类型枝化聚合物岩心实验采收率数据

Table 2 Recovery experimental data of core experiment of different branched polymer

方案内容	枝化聚合物	质量浓度/ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	黏度 μ / ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	采收率 $R/\%$		采收率增幅 $\Delta R/\%$
				水驱	化学驱	
水驱 95%	—	—	—	29.2	—	—
水驱 70% + 0.3 V_p 聚合物 + 后续水驱 95%	SB15	2 500	27.1	18.3	41.7	12.5
	CA01	1 500	164.0	18.3	34.7	5.5
	CAB20	1 500	185.0	18.8	33.8	4.6
	ABCA	1 500	197.0	17.8	33.3	4.1

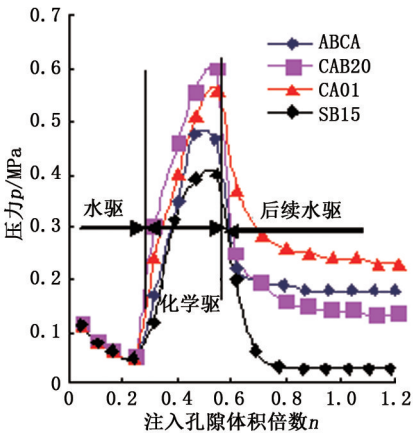


图 2 不同类型枝化聚合物注入压力与 V_p 的关系

Fig. 2 Relation between injection pressure and V_p of different branched polymer

从表 2 和图 2 看出,与黏度较低的枝化聚合物 SB15 相比较,枝化聚合物 CA01、CAB20 和 ABCA 虽然黏度较大,注入压力较高,但其采收率增幅却仅分别为 5.5%、4.6% 和 4.1%,较 SB15 采收率增幅下降不少。这并不符合“普通聚合物驱黏度愈大,注入压力愈高,增油效果愈好”的传统认识^[15-16]。实验结束后,观察岩心端面发现存在胶状滞留物(图

3),由此可知黏度较高的枝化聚合物 ABCA 和 CAB20 溶液与岩石孔隙适应性较差,难以进入岩心深部,虽然注入压力大幅升高,但注入梯度变化却主要集中在岩心端面及其附近区域,未能在内部建立起有效的驱替压力梯度,对中低渗透层的波及效果较差,因而采收率增幅较小^[17]。反之,尽管枝化聚合物 SB15 溶液黏度较小,注入压力较低,但它与岩石孔隙适应性较好,可以进入岩心深部,在有效封堵高渗透层的同时能够促使后续聚合物溶液进入中低渗透层,扩大波及体积效果明显,所以采收率增幅较大。



(a) ABCA (b) CAB20

图 3 岩心端面滞留胶状物

Fig. 3 Polymer retention in injection surface of core

此外,在模拟大庆萨尔图油田某储层地质特征(岩心 2)和流体性质条件下,开展的聚合物驱后进

一步提高采收率方法实验研究也说明了抗盐聚合物
 特殊的增黏方式会影响其油藏适应性,相关采收率

表 3 不同类型驱替剂岩心实验采收率数据

Table 3 Recovery experimental data in core experiment of different displacing agent

方案 编号	方案内容	黏度 $\mu/$ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	界面张力/ ($\text{mN} \cdot \text{m}^{-1}$)	含油饱和度 $S_o/\%$	采收率 $R/\%$			采收率增幅 $\Delta R/\%$	
					水驱	聚驱	聚驱后	相对水驱	相对聚驱
①	高浓度聚驱	153.4	—	76.0	33.2	50.5	69.4	36.2	18.9
②	二元复合驱	99.9	4.99×10^{-3}	75.4	32.8	49.7	73.4	40.6	23.7
③	聚表剂驱	143.5	—	76.4	33.6	50.1	63.7	30.1	13.6
④	三元复合驱	49.3	3.88×10^{-3}	76.8	33.8	50.4	65.3	31.5	14.9

注:①以上方案均为水驱到 95%+0.57V_p 聚合物+后续水驱 98%+0.6875V_p 化学驱油剂,增加值以相应方案水驱和聚驱采收率作为对比基础;②方案中聚合物驱阶段均使用中分聚合物,后续水驱阶段结束后所用化学驱油剂体系均由高分聚合物配制。

从表 3 看出,在聚驱后化学剂用量相同条件下
 (0.6875V_p),二元复合驱采收率增幅最大,其次是
 高浓聚合物驱,再其次是三元复合驱,聚表剂驱最
 小。分析表明,虽然二元和三元复合体系界面张力
 都达到了超低(10^{-3}mN/m),具有较强的洗油能力,
 但二元复合体系黏度较高,扩大波及体积能力较强,
 因此增油效果好于三元复合驱。与二元复合体系相
 比较,高浓度聚合物溶液黏度较高,流度控制能力较
 强,但洗油能力较弱,所以采收率较二元复合驱采收
 率低。进一步分析发现,虽然聚表剂溶液黏度较高,
 注入压力也是几种驱油剂中最高的(图 4),但采收
 率却最低,这也不符合“普通聚合物驱注入压力愈
 高增油效果愈好”的传统认识。实验结束后在岩心
 端面发现存在胶状滞留物(图 5),表明功能基团过
 度交联形成大规模空间网络状后的聚表剂分子聚
 集体(图 6)与岩心孔隙间适应性较差,其高注入压
 力是因为注入性较差,整个驱替过程聚表剂溶液波
 及的有效范围主要局限于岩心端面附近,扩大波及
 体积效果较差,因而采收率增幅较小。

综上所述,对于因改变聚合物分子聚集体空间
 构型而具有较强增黏性能的抗盐聚合物,其增油效
 果与其黏度之间没有必然联系。加之抗盐聚合物分
 子聚集体尺寸较普通聚合物分子聚集体大很多,而
 聚合物分子聚集体形态又对聚合物油藏工作性能至
 关重要^[18-19],所以下文从聚合物分子聚集体形态
 与非均质储层间的适应性层面探究了抗盐聚合物储
 层适应性。

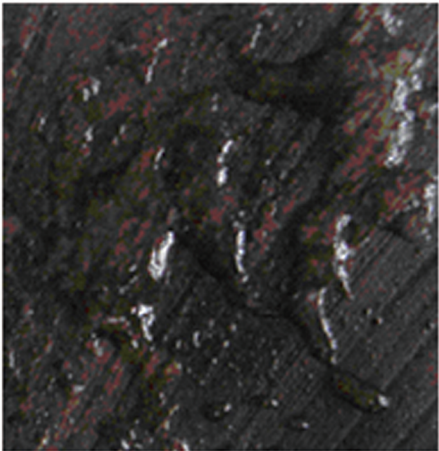


图 5 岩心端面滞留胶状物

Fig. 5 Colloidal retentate in ends of core

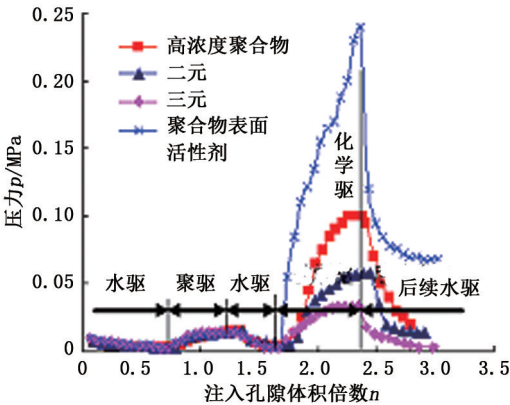


图 4 不同类型驱替剂注入压力与 V_p 的关系

Fig. 4 Relation between injection pressure and V_p of different displacing agent

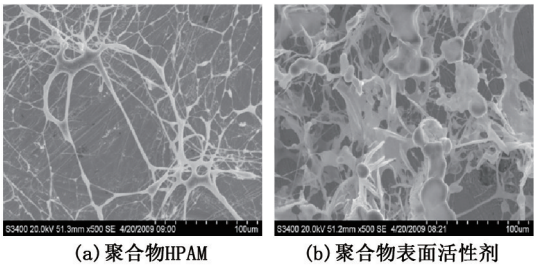


图 6 分子聚集体电镜照片

Fig. 6 SEM pictures of molecular aggregates

2.2 抗盐聚合物储层适应性评价及机制

通过改变聚合物浓度和添加调节剂可以调节疏

水缔合聚合物分子间缔合程度从而改变其聚合物分子聚集体形态^[20-22],但由于聚合物浓度引起的缔合程度变化无法定量表征,而添加调节剂引起的缔合程度变化可用数学公式计算进而定量表征,所以为更形象地说明聚合物分子聚集体形态变化对疏水缔合聚合物储层适应性的影响,采用加入添加剂调节缔合程度(改变聚合物分子聚集体形态)的方法,通过评价聚合物溶液黏度、聚合物分子聚集态、线团尺寸、传输运移能力和驱油效果等指标,开展缔合程度(聚合物分子聚集体形态)对疏水缔合聚合物溶液性能及其油藏适应性的影响研究,进而论证抗盐聚合物与非均质储层间适应性的本质是抗盐聚合物分子聚集体形态与非均质储层间的适应性。

2.2.1 缔合程度对疏水缔合聚合物溶液性能影响

疏水缔合聚合物分子间缔合程度 λ 定义为

$$\lambda = \frac{\eta_c - \eta}{\eta_i - \eta}$$

式中, η_c 为添加调节剂后疏水缔合聚合物溶液黏度; η_i 为未添加调节剂时疏水缔合聚合物溶液黏度; η 为疏水缔合聚合物疏水基团被完全包裹时溶液黏度(本体黏度)。

(1)黏度。采用注入水配制浓度为 5 g/L 疏水缔合聚合物母液,在油藏温度 65 ℃ 条件下静置 24 h,然后稀释成浓度为 1.75 g/L 目的液;采用注入水直接配制浓度为 1.75 g/L 中分聚合物目的液。分别向两种目的液加入不同浓度调节剂,调节剂浓度与聚合物溶液黏度测试结果见表 4、表 5 和图 7。

表 4 疏水缔合聚合物黏度

Table 4 Viscosity of HAP

β -环糊精/%	缔合程度/%	黏度 $\mu/(\text{mPa} \cdot \text{s})$
0	100.0	172.1
0.002	75.3	131.5
0.005	60.6	107.3
0.007	48.0	86.7
0.009	20.2	40.7
0.068	0	7.8
0.08	0	7.6
0.1	0	7.5
0.2	0	7.6

从图 7 看出,随调节剂 β -环糊精浓度增加,初始阶段疏水缔合聚合物分子间缔合程度大幅度降低,溶液黏度快速下降,当调节剂浓度增加到 0.068% 以后,聚合物分子间缔合程度为 0,聚合物溶液黏度逐渐趋于稳定,表明此时疏水缔合聚合物分子链上疏水基团已经被完全包裹,缔合作用完全

受到抑制。与疏水缔合聚合物相比较, β -环糊精对中分聚合物溶液黏度没有影响,表明中分聚合物分子链上不含疏水基团,这也说明了疏水缔合聚合物与普通聚合物增黏方式的差异。

表 5 中分聚合物黏度

Table 5 Viscosity of zhongfen polymer

β -环糊精浓度/%	黏度 $\mu/(\text{mPa} \cdot \text{s})$
0	11.4
0.0025	11.2
0.05	11.5
0.075	11.3
0.1	11.9
0.2	11.7

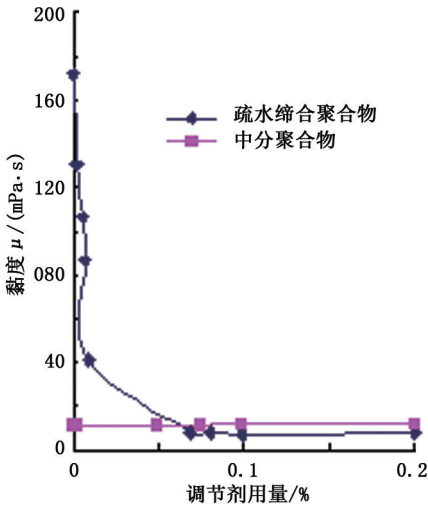


图 7 调节剂浓度与聚合物溶液黏度关系

Fig.7 Relation of conditioner concentration and viscosity

具有“锥形亲水外腔,圆环疏水内腔”结构的调节剂 β -环糊精可通过疏水作用力、氢键和范德华力等进行分子识别^[23-24],然后与多种无机和有机小分子(如聚合物大分子等)形成主-客体包结复合物,从而改变客体分子的反应活性和溶液性质(β -环糊精包结疏水单体示意图见图 8)。

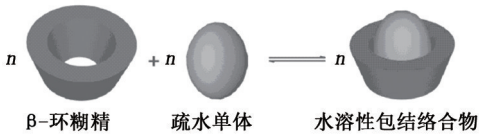


图 8 β -环糊精包结疏水单体示意图

Fig.8 Hydrophobic inclusion monomer of β -CD

当疏水缔合聚合物分子链上疏水基团被 β -环糊精包裹后,疏水基团间缔合作用受到抑制,超分子聚集体和空间网络结构难以形成,聚合物溶液黏度也就难以快速增长。

(2) 聚合物分子线团尺寸 D_h 和分子聚集态。采用注入水配制浓度为 5 g/L 疏水缔合聚合物母液,在油藏温度 65 ℃ 条件下静置 24 h,然后稀释为 1.75 g/L 聚合物溶液,并加入不同浓度调节剂,相应 D_h 测试结果、聚合物分子聚集态电镜扫描图分别见表 6 ($C_p=0.1$ g/L) 和图 9。

表 6 D_h 实验结果

Table 6 Experimental result of D_h		
β -环糊精/%	缔合程度/%	D_h /nm
0	100.0	1 078.2
0.006 5	52.3	724.6
0.016	14.5	601.4
0.05	3.2	532.2
0.08	0	500.1

由表 6 和图 9 可知,未加入 β -环糊精的疏水缔合聚合物分子聚集态呈现三维空间网状结构,外观形态比较完整。加入添加剂后, β -环糊精对疏水单

体的包裹作用拆散了疏水基团间缔合形成的缔合结构,聚合物分子聚集态由整体性较好的空间网络结构变为“松柏枝”状的松散结构^[20],分子线团尺寸 D_h 减小。随着添加剂浓度增加,被 β -环糊精包裹的疏水基团数目增加,聚合物分子间缔合程度逐渐降低,聚合物聚集态空间网络结构完整性降低,分子线团尺寸随之减小。当 β -环糊精浓度大于 0.08% 即疏水缔合作用受到完全抑制时,“ β -环糊精/AP-P4 疏水缔合聚合物”体系中聚合物分子聚集态空间网络结构完全消失,整体呈“松柏枝”状的松散结构,分子线团尺寸也较小。通过调节 β -环糊精浓度改变疏水缔合聚合物分子间缔合程度,从而调节聚合物分子聚集态形态的研究方法是可行的,这也说明了可以通过研究不同缔合程度疏水缔合聚合物与储层间的适应性来探究抗盐聚合物分子聚集态形态与非均质储层间的适应性。

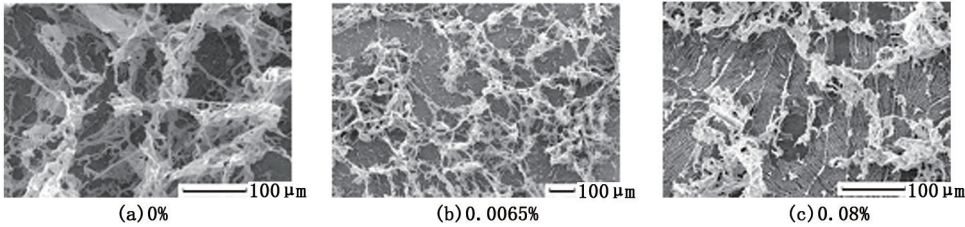


图 9 不同浓度 β -环糊精包裹下聚合物分子聚集态

Fig. 9 SEM picture of molecular aggregates under different concentration of β -CD

2.2.2 缔合程度对疏水缔合聚合物传输运移能力影响

阻力系数和残余阻力系数通常反映的是聚合物在多孔介质内的总体滞留状况,但其不能表征聚合物在多孔介质中流动时的沿程滞留分布。然而,聚合物的滞留分布状况对聚合物驱波及效率存在重要影响,所以目前通常采用多测压点岩心实验分析聚

合物沿多孔介质流动方向的滞留分布。本文中实验通过测定不同缔合程度的疏水缔合聚物流经岩心时岩心前半部分和后半部分压差,并比较两个压差值,进而对不同缔合程度的疏水缔合聚合物溶液的传输运移能力做出评价。

缔合程度对疏水缔合聚合物溶液传输运移能力影响实验结果见表 7。

表 7 测压点实验数据

Table 7 Experimental data of pressure taps

方案	β -环糊/ %	缔合程度/ %	黏度 μ / (mPa · s)	聚驱压差 p /MPa		后续水驱压差 Δp /MPa	
				前半部	后半部	前半部	后半部
1	0	100.0	172.1	0.097	0.004	0.021	0.001
2	0.004	63.8	112.5	0.048	0.010	0.009	0.003

注:方案 1 为水驱至压力稳定+1V_p AP-P4+后续水驱至压力稳定,方案 2 为水驱至压力稳定+1V_p(AP-P4/0.004% β -CD)+后续水驱至压力稳定。

由表 7 可知,与未加 β -环糊的疏水缔合聚合物溶液相比较,含有 0.004% β -环糊的疏水缔合聚合物溶液注入过程中岩心前半部分压差较小,后半部分压差较大。后续水驱结束时,压差变化仍呈现类似趋势。这是因为加入 β -环糊精调节

疏水缔合聚合物分子间缔合程度后,聚合物分子聚集态尺寸减小,在多孔介质中传输运移能力增强,从而造成聚合物溶液在岩心前半部分滞留量减少,后半部分增加。

2.2.3 缔合程度对疏水缔合聚合物与储层非均质性适应性影响

在聚合物驱矿场应用实践中,除了确保聚合物分子聚集体能够通过非均质储层低渗透层孔隙外,还必须兼顾聚合物在高渗透层中因滞留而产生的液流转向作用。由此可见,当疏水缔合聚合物分子聚

集体形态随聚合物分子间缔合程度变化而变化时,与之相配伍的储层平均渗透率和非均质性也将发生变化。

在缔合程度和岩心非均质程度不同条件下,聚合物采收率数据见表 8 和图 10。

表 8 不同缔合程度疏水缔合聚合物岩心实验采收率数据

Table 8 Recovery experimental datain core experiment of HAP with different association degree

驱油剂类型	β -CD 浓度 $c/(mg \cdot L^{-1})$	缔合程 度/%	采收率 $R/\%$								
			岩心 3			岩心 4			岩心 5		
			水驱	聚驱	增幅	水驱	聚驱	增幅	水驱	聚驱	增幅
AP-P4 聚合物 (1.75 g/L)	0	100.0	32.8	47.4	14.6	31.3	46.8	15.5	28.7	45.5	16.8
	0.002	74.9	32.7	48.2	15.5	30.9	48.0	17.1	29.4	45.2	15.8
	0.005	59.2	33.0	49.9	16.9	30.7	46.2	15.5	28.9	43.2	14.3
	0.007	44.9	32.6	47.8	15.2	30.6	44.2	13.6	29.3	42.0	12.7
	0.009	22.0	32.7	45.6	12.9	31.0	42.8	11.8	29.1	40.1	11.0
	0.068	0	32.9	42.0	9.1	31.1	40.0	8.9	29.3	36.7	7.4

注:实验方案均为水驱至 95%+0.57V_p AP-P4+后续水驱至 95%。

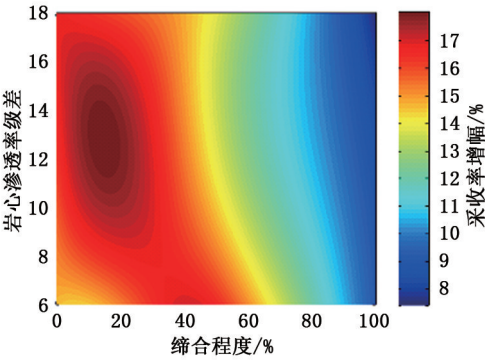


图 10 采收率增幅与缔合程度关系

的渗流阻力以及黏弹性降低,从而造成扩大波及体积效果减弱和洗油效率降低,含水率降幅和采收率增幅降低。因此,对于岩心 3 和岩心 4,含水率降幅和采收率增幅随 β -CD 浓度增大而呈现出先增加后降低的趋势,当 β -环糊精浓度分别为 0.005% 和 0.002% 时,岩心 3 和岩心 4 采收率达到最大值。对于岩心 5,随调节剂浓度增加,聚合物分子间缔合程度降低,聚合物分子聚集体尺寸减小,可注入性增强,但由于其非均质性比较严重,封堵高渗透层是提高聚合物驱增油效果的主要途径,减小聚合物分子间缔合程度不仅不利于封堵高渗透层扩大波及效果,还会造成黏弹性也逐渐下降,所以含水率降幅和采收率增幅随 β -CD 浓度增加呈现持续降低趋势。由此可见,疏水缔合聚合物溶液与储层非均质性间存在最佳匹配关系。当疏水缔合聚合物分子间缔合程度(分子聚集体形态)与储层非均质间适应性较好时,聚合物溶液扩大波及体积能力和提高洗油效率能力较强,最终采收率也较高。反之,即便注入压力较高,扩大波及体积能力和提高洗油效率能力也较弱(图 11)。

Fig. 10 Relationship of recovery increase amplitude and association degree

从表 8、图 10 和图 11 看出,疏水缔合聚合物增油效果受其缔合程度与非均质储层间适应性影响。对于非均质性较弱的岩心 3 和岩心 4,当聚合物溶液中未添加调节剂时,疏水缔合聚合物分子间缔合程度较高,聚合物分子聚集体尺寸较大,与岩心孔隙配伍性较差,尽管注入压力较高,但压力损耗主要集中在岩心端面及其附近区域,扩大波及体积效果较差。同时,即使在高注入压力下进入岩心孔隙的聚合物分子也会因受强剪切作用而失去原有分子结构,黏弹性下降,洗油效率降低^[25],所以采收率增幅较小。此时适当降低疏水缔合聚合物分子间缔合程度,一方面可以兼顾高渗透层封堵和中低渗透层液流转向作用,增强了聚合物溶液扩大波及体积效果,另一方面还保留了较强的洗油效率。然而,当调节剂浓度过大时,虽然聚合物分子聚集态尺寸减小,注入性得以改善,但是聚合物溶液不能在高渗透层建立较高

结合缔合程度(分子聚集体形态)对疏水缔合聚合物储层适应性影响研究结果以及前文关于抗盐聚合驱油效果评价的认识可以发现,虽然抗盐聚合物在水溶液中形成的空间“网状”结构为其带来了良好的增黏性,但其空间“网状”分子聚集体形态也意味着其分子聚集态尺寸较大,会影响其与非均质油藏间的适应性。评价抗盐聚合物储层适应性时,不应

过度关注其黏度指标,而应注重其分子聚集体形态与非均质储层间的适应性。这也说明了油田科技工作者在研发类似抗盐聚合物时,不能片面追求提高抗盐聚合物溶液黏度还应意识到其较大聚合物分子

聚集体可能带来的油藏适应性问题。因为只有当抗盐聚合物分子聚集体与岩心孔隙相匹配,黏弹性较强并且满足非均质储层各个小层的流度控制需求时,抗盐聚合物驱才能获得最佳驱油效果。

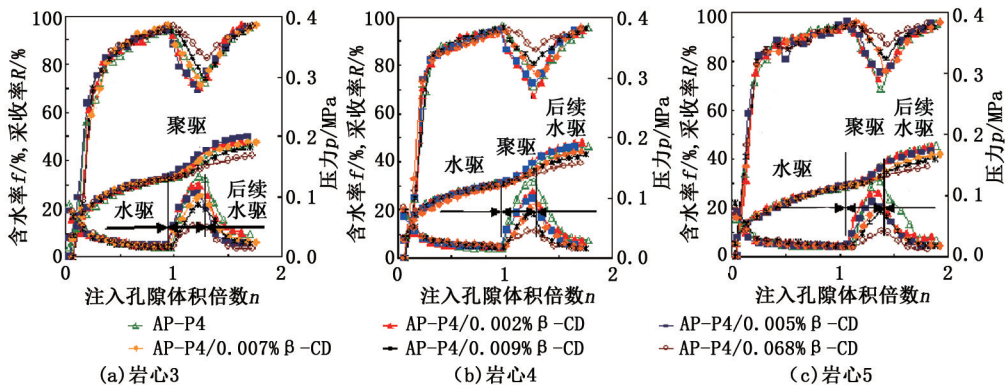


图 11 注入压力、含水率和采收率与 V_p 的关系

Fig. 11 Relationship between injection pressure, water content, recovery and V_p

3 结 论

(1)虽然抗盐聚合物能在水溶液形成空间“网状”结构聚集体促使聚合物溶液黏度大幅增加,但其黏度与聚合物驱增油效果间没有必然联系。

(2)当抗盐聚合物分子聚集体形态发生变化时,其分子聚集体尺寸也随之改变,从而引起其在多孔介质中的传输运移能力以及其油藏适应性发生变化。

(3)评价抗盐聚合物的储层适应性不应过度关注其黏度指标,而应注重其分子聚集体与非均质储层间的适应性。只有当抗盐聚合物分子聚集体与岩心孔隙相匹配,黏弹性较强并且满足非均质储层各个小层的流度控制需求时,抗盐聚合物驱才能获得最佳驱油效果。

(4)对新型缔合抗盐聚合物应针对储层平均渗透率和非均质性设计合理的疏水基团数量,使聚合物溶液既能对高渗透层实施有效封堵,又能确保中低渗透层的液流转向需求。

参考文献:

[1] 姜维东,张健,康晓东. 渤海油田驱油用聚合物线团尺寸与岩石孔喉配伍性研究[J]. 油田化学,2012,29(4):446-451.
JIANG Weidong, ZHANG Jian, KANG Xiaodong. Compatibility of clev dimension of flooding polymer and rock pore throat in Bohai Oilfield[J]. Oilfield Chemistry, 2012,29(4):446-451.

[2] XIE Kun, LU Xiangguo, LI Qiang, et al. Analysis of reservoir applicability of hydrophobically associating polymer[J]. SPE Journal, 2016,21(1):1-9.
[3] 韩海英,李俊键. 聚合物微球深部液流转向油藏适应性[J]. 大庆石油地质与开发,2013,32(6):112-116.
HAN Haiying, LI Junjian. Reservoir adaptability of the deep fluid diversion for polymeric microspheres[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013,32(6):112-116.
[4] 杨怀军,卢祥国,张玉梅,等. 二元复合体系与油藏适应性[J]. 大庆石油地质与开发,2013,32(5):113-117.
YANG Huaijun, LU Xiangguo, ZHANG Yumei, et al. Adaptability of the binary compound system with the oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013,32(5):113-117.
[5] 姜维东,康晓东,谢坤,等. 疏水缔合聚合物缔合程度及其油藏适应性[J]. 大庆石油地质与开发,2013,32(4):103-107.
JIANG Weidong, KANG Xiangguo, XIE kun, et al. Degree of the association of hydrophobically association polymer and its adaptability to the oil reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(4):103-107.
[6] 曹宝格,罗平亚. 缔合聚合物溶液在多孔介质中的流变性实验[J]. 石油学报,2011,32(4):652-657.
CAO Baoge, LUO Pingya. An experimental study on rheological properties of the associating polymer solution in porous medium[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4):652-657.
[7] 任赜,姜桂元,徐春明,等. 疏水缔合聚合物溶液形态的研究[J]. 石油大学学报(然科学版),2005,29(2):

- 117-120.
- REN Kun, JIANG Guiyuan, XU Chunming, et al. Solution conformation of hydrophobically associating polymers [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2005, 29(2): 117-120.
- [8] 朱怀江, 罗健辉, 杨静波, 等. 疏水缔合聚合物驱油能力的三种重要影响因素[J]. 石油学报, 2005, 26(3): 52-55.
- ZHU Huaijiang, LUO Jianhui, YANG Jingbo, et al. Three key factors influencing oil displacement capacity in hydrophobically associating polymer flooding [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(3): 52-55.
- [9] 叶鹏, 卢祥国, 李强, 等. 色谱分离对聚表剂溶液性能和采出液浓度检测结果的影响[J]. 油田化学, 2011, 28(2): 258-262.
- YE Peng, LU Xiangguo, LI Qiang, et al. Effect of chromatographic fractionation on the solution performance of polymer surface-active agent and the concentration detection of its produced solution [J]. Oilfield Chemistry, 2011, 28(2): 258-262.
- [10] 刘平德, 张松, 杨宁, 等. 新型表面活性聚合物驱油剂[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 580-584.
- LIU Pingde, ZHANG Song, YANG Ning, et al. A novel surface active polymer oil displacement agent [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 580-584.
- [11] 刘宁. 活性聚合物驱海上在线配注工艺研究[D]. 青岛: 中国石油大学, 2009.
- LIU Ning. Research on the online injection technology of the activated polymer in offshore oilfield [D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2009.
- [12] 随石磊, 卢祥国, 杨玉梅, 等. 扶余油田聚合物驱聚合物筛选及其性能评价[J]. 油田化学, 2012, 29(4): 452-456.
- SUI Shilei, LU Xiangguo, YANG Yumei, et al. Polymer flooding agent selection and performance evaluation in Fuyu Oilfield [J]. Oilfield Chemistry, 2012, 29(4): 452-456.
- [13] 卢祥国, 宋合龙, 王景盛, 等. 石英砂环氧树脂胶结非均质模型制作方法: ZL200510063665. 8 [P]. 2005-09-07.
- [14] 卢祥国, 高振环, 闫文华, 等. 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): 53-56.
- LU Xiangguo, GAO Zhenhuan, YAN Wenhua, et al. Experimental study of factors influencing permeability of artificial core [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1994, 13(4): 53-56.
- [15] 刘进祥, 卢祥国, 王荣健, 等. 高矿化度下特殊黏弹性流体的性能评价及驱油机制研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(1): 159-166.
- LU Jinxiang, LU Xiangguo, WANG Rongjian, et al. Performance evaluation and oil displacement mechanism of special viscoelastic fluid in high salinity media [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(1): 159-166.
- [16] 王德民, 程杰成, 吴军政, 等. 聚合物驱油技术在大庆油田的应用[J]. 石油学报, 2005, 26(1): 76-78.
- WANG Demin, CHENG Jiecheng, WU Junzheng, et al. Application of polymer flooding technology in Daqing Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 76-78.
- [17] 王启民, 廖广志, 牛金刚, 等. 聚合物驱油技术的实践与认识[J]. 大庆石油地质与开发, 1999, 18(4): 1-5.
- WANG Qimin, LIAO Guangzhi, NIU Jingang, et al. Theoretical research on polymer flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1999, 18(4): 1-5.
- [18] 卢祥国, 王树霞, 王荣健, 等. 深部液流转向剂与油藏适应性研究: 以大庆喇嘛甸油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 576-582.
- LU Xiangguo, WANG Shuxia, WANG Rongjian, et al. Adaptability of a deep profile control agent to reservoirs: taking the Lamadian Oilfield in Daqing as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 576-582.
- [19] 李强, 卢祥国, 徐典平, 等. 聚合物表面活性剂分子聚集态结构及其对渗流特性影响研究[J]. 油田化学, 2010, 27(4): 398-402.
- LI Qiang, LU Xiangguo, XU Dianping, et al. Study on aggregate structure of polymeric surfactant and its influences on the seepage flow characteristics [J]. Oilfield Chemistry, 2010, 27(4): 398-402.
- [20] 舒政, 汤思斯, 叶仲斌, 等. 分子间缔合作用对缔合聚合物溶液阻力系数与残余阻力系数的影响[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(6): 63-66.
- SHU Zheng, TANG Sisi, YE Zhongbin, et al. Effect of intermolecular association action on resistance factor and residual resistance factor in associating polymer solution [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(6): 63-66.
- [21] 张玉梅. 改善抗盐聚合物油藏适应性方法及其效果研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2013.
- ZHANG Yumei. Study on improving the reservoir adaptability of salt-resisting polymer and its application effect [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2013.
- [22] 吕鑫, 岳湘安, 景艳, 等. 一种水溶性疏水缔合聚合物

二临界缔合行为[J]. 化学通报,2005,72(10):793-796.

LÜ Xin, YUE Xiang'an, JING Yan, et al. Research on two critical concentrations behavior of a hydrophobic associating copolymer[J]. Chemistry, 2005, 72(10): 793-796.

[23] 马芳,李莉,王杰,等. 基于 γ -环糊精包合作用的大分子自组装网络及其流变性能调控[J]. 华东理工大学学报(自然科学版),2011,37(3):268-273.

MA Fang, LI Li, Wang Jie, et al. Rheological property modulation of polymer networks based on γ -cyclodextrin inclusion association[J]. Journal of East China University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2011,37(3):268-273.

[24] 王竞,姜明. 轻度交联环糊精聚合物包结诱导自组装胶束的研究[J]. 高分子学报,2007,51(10),979-985.

WANG Jing, JIANG Ming. Studies on self-assembly from lightly-crosslinked polymers via inclusion interaction[J]. Acta Polymerica Sinica, 2007, 51(10): 979-985.

[25] 王德民,程杰成,杨清彦. 黏弹性聚合物溶液能够提高岩心的微观驱油效率[J]. 石油学报,2000,21(5):45-51.

WANG Demin, CHENG Jiecheng, YANG Qingyan. Viscous-elastic polymer can increase micro-scale displacement efficiency in cores[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000,21(5):45-51.

(编辑 刘为清)