

引用格式:张云宝,卢祥国,刘义刚,等.调驱剂传输运移能力技术指标评价研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(3):96-103.

ZHANG Y B, LU X G, LIU Y G, et al. Technical index evaluation of transport ability of profile control and displacement agents[J].

Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 96-103.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.03.015

## 调驱剂传输运移能力技术指标评价研究

张云宝<sup>1,2</sup>,卢祥国<sup>1</sup>,刘义刚<sup>2</sup>,李彦阅<sup>2</sup>,曹伟佳<sup>1</sup>,鲍文博<sup>1</sup>

(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(中国)有限公司天津分公司,天津300452)

**摘要:**近年来,化学驱油技术应用规模呈现逐年增加态势,但一些矿场试验效果却并不理想,造成这种状况的原因有许多,其中就包括调驱剂与储层孔隙适应性问题。针对矿场生产和理论实际需求,开展了化学调驱剂传输运移能力技术指标评价研究。结果表明,调驱剂在多孔介质中传输运移是实现深部液流转向作用的必要条件,传输运移能力可采用调驱剂注入结束时岩心前部与后部压差之比 $\beta$ 值来评价,推荐技术指标范围:① $\beta=1\sim3$ ,优良;② $\beta=4\sim8$ ,中等;③ $\beta=9\sim15$ ,较差;④ $\beta\geq 16$ ,差。调驱剂滞留和传输运移能力与其自身材料分子结构形态即聚集体尺寸和岩心渗透率密切相关,二者的目的相互矛盾,实际应用时需要合理兼顾。黏度是流体内摩擦大小的评价指标,聚合物溶液内摩擦力大小与聚合物浓度、分子聚集体形态和溶剂水矿化度等因素有关。通过分子间物理缔合和化学交联反应可以改变聚合物分子聚集体形态(尺寸),进而达到增大聚合物溶液内摩擦力即增加黏度目的,但这将导致聚合物溶液传输运移能力变差,进而削弱聚合物溶液深部滞留和液流转向效果。

**关键词:**调驱剂;传输运移;技术指标;物理模拟;机理分析

中图分类号:TE357

文献标识码:A

### Technical index evaluation of transport ability of profile control and displacement agents

ZHANG Yunbao<sup>1,2</sup>, LU Xiangguo<sup>1</sup>, LIU Yigang<sup>2</sup>, LI Yanyue<sup>2</sup>, CAO Weijia<sup>1</sup>, BAO Wenbo<sup>1</sup>

(1.MOE Key Laboratory of EOR, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China;

2.CNOOC (China) Co., Ltd., Tianjin Branch, Tianjin 300452, China)

**Abstract:** In recent years, the application scale of chemical flooding technology has been increased, but the results of some field tests are not ideal. There are many reasons for this situation, including the adaptability of profile control and displacement agent with reservoir pores. Aiming at the actual demand of field production and theory, the evaluation method and technical index of transport capacity of chemical profile control and flooding agent are studied. The results show that the transport capacity of profile control agent in porous media is a necessary condition for realizing the diversion of deep liquid flow. The transport capacity can be evaluated by the ratio of the pressure difference ( $\beta$ ) between the front and the back of core at the end of injection of profile control agent. The recommended technical index ranges are as follows: ①  $\beta=1\sim3$ , good transport capacity; ②  $\beta=4\sim8$ , medium; ③  $\beta=9\sim15$ , poor; ④  $\beta>16$ , poor. The retention and transport ability of profile control and displacement agents are closely related to the molecular structure of materials, aggregate size and core permeability. Their purposes are contradictory and need to be taken into account reasonably in practical application. Viscosity is an index to evaluate the internal friction of fluids. The internal friction of polymer solution is related to polymer concentration, molecular aggregate morphology and salinity of solvent water. The size of polymer aggregates can be changed by intermolecular physical association and chemical cross-linking reaction, which can increase the friction force and viscosity of polymer solution, but this will also lead to poor transport capacity of polymer solution, and then weaken the deep retention and liquid flow diversion effect of polymer solution.

**Key words:** profile control and displacement agent, transport ability, technical index, physical simulation, mechanism analysis

收稿日期:2019-02-12。

第一作者简介:张云宝(1980—),男,在读博士研究生,高级工程师,从事提高油气采收率技术研究和矿场试验工作。通讯地址:黑龙江省大庆市高新技术开发区学府街99号东北石油大学,邮政编码:163318。E-mail:zhangyb14@cnooc.com.cn

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“渤海双高油田多级窜逸堵调驱一体化技术研究及示范”(2016ZX05058-003-010);国家自然科学基金“抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究”(51574086);中海石油(中国)有限公司综合科研“分级组合深部调剖技术扩大试验研究”(CCL2016RCPS0077RSN)。

目前,国内主要注水开发油田已经处于高含水或特高含水阶段,注入水在高渗透层或大孔道内低效和无效循环现象十分严重<sup>[1-3]</sup>,亟待采取调剖、堵水和驱油方法来扩大中低渗透层波及体积。目前,油田上常用聚合物类调剖、堵水,驱油剂主要包括聚合物溶液、聚合物凝胶、有机类颗粒如聚合物膨颗粒和聚合物微球以及无机类颗粒如粉煤灰和沸石颗粒等<sup>[4-7]</sup>。

依据调剖、堵水和驱油措施提高采收率原理,调剖、堵水和驱油剂不仅要能够在高渗透层内形成较高附加渗流阻力,而且药剂必须均匀分布在整個高渗透层范围内。因此,调剖、堵水和驱油剂在多孔介质内必须拥有较强传输运移能力,即药剂能够在低于中低渗透层吸液启动压力条件下被输送到整个高渗透层区域。否则,药剂就会在高渗透层注入端大量滞留,产生较高注入压力,这不仅阻碍了后续药剂运移到高渗透层深部,而且较高注入压力也使药剂转向进入中低渗透层,进而对其造成伤害。

长期以来,石油科技人员在進行聚合物类调剖、堵水和驱油剂渗流特性和驱油效果评价时,通常将岩心注入压力作为重要监测指标,因为注入压力与阻力系数和残余阻力系数呈正相关关系,而阻力系数和残余阻力系数又与驱油效果即采收率密切相关。当聚合物类调剖、堵水和驱油剂中聚合物分子聚集体尺寸与岩石孔隙尺寸匹配关系较好时,药剂在高渗透层内传输运移能力较强、分布范围较大(即药剂可以运移到高渗透层远离注入端区域)、注入压力升高幅度较大,此时注入压力愈高,采收率增幅愈大。否则,药剂在高渗透层内传输运移能力较弱、分布范围较小(即药剂主要滞留在注入端附近区域),此时,尽管注入压力升高幅度会更大,但因未实现药剂深部滞留,后续进入中低渗透层的水会“绕流”返回高渗透层,扩大波及体积效果较差,注入压力高低与采收率增幅大小没有必然联系。姜维东等针对渤海油田聚合物驱开发的实际需求,利用物理模拟方法,以AP-P4疏水缔合聚合物为例,采用了岩心流动实验,注入多孔介质前后黏度变化和聚合物线团尺寸变化等方法对聚合物线团尺寸与岩石孔喉配伍性进行了研究。结果表明,对于渤海油田,通过计算岩石孔喉半径中值与聚合物线团尺寸比值,可一定程度作为判断聚合物与岩石的孔隙结构匹配效果,以及聚合物在岩石孔隙内流动传输能力的依据<sup>[8]</sup>。

目前,石油科技工作者在进行聚合物类调剖、堵水和驱油剂筛选和性能评价时,视黏度是一个重要技术指标<sup>[9-12]</sup>。事实上,黏度是流体内摩擦力大小的一个衡量指标,而摩擦力大小又与流体内分子聚集体结构形态密切相关。早期用于制备调剖、堵水和驱油剂的聚合物为普通聚合物,其分子结构为线性支链结构。普通聚合物在低矿化度溶剂水中分子链呈现舒展状态,此时聚合物溶液内摩擦力较大即视黏度较高。近年来,随着高盐油藏调剖、堵水和驱油技术措施需求量不断增加,客观上要求采用高矿化度溶剂水配制聚合物溶液。在高矿化度溶剂水中,金属离子尤其是二价金属离子引起普通聚合物分子链卷曲和收缩,致使聚合物溶液内摩擦力即视黏度大幅度降低,同时聚合物在多孔介质内滞留量减小,产生附加渗流阻力能力减弱,注入压力增幅减小,扩大波及体积作用即增油降水效果变差。为此,石油科技工作者开发出了抗盐聚合物。与普通聚合物不同,抗盐聚合物溶液中聚合物分子结构为网状结构,该结构能够产生较大内摩擦力。因此,抗盐聚合物增黏能力较强,其视黏度要远高于相同浓度条件下普通聚合物溶液的视黏度,已经成为高盐油藏调剖、堵水和驱油措施的首选聚合物<sup>[13-15]</sup>。

研究表明,抗盐聚合物增黏机理是依靠聚合物分子间缔合(或交联)作用而形成网状结构<sup>[16-18]</sup>,具有该结构的聚合物分子聚集体尺寸也明显增大,致使聚合物分子聚集体尺寸远大于岩石孔隙尺寸,即二者匹配关系变差。因此,抗盐聚合物溶液传输运移能力变差,在岩心(储层)注入端大量滞留甚至造成堵塞,致使注入压力快速大幅度升高。在高压作用下,抗盐聚合物分子聚集体进入岩石孔隙,孔隙剪切作用造成聚合物分子结构破坏,分子尺寸大幅度减小,滞留作用明显变差,高渗透层内形成附加渗流阻力能力也明显减弱,最终降低液流转向能力和增油降水效果。由此可见,在进行调剖、堵水和驱油剂筛选和评价时,药剂在储层内传输运移能力与其措施增油降水效果密切相关,必须给予高度重视。目前,绝大多数石油科技研究人员还没有完全意识到药剂传输运移能力的重要性,业内也没有聚合物类调剖剂、堵水剂传输运移能力评价方法和指标要求。针对矿场生产和理论实际需求,以高分子材料学、物理化学和油藏工程等为理论指导,以仪器检测、化学分析和物理模拟等为技术手段,以国内主要油藏储层

和流体为研究对象,开展了调剖、堵水和驱油剂多孔介质内传输运移能力评价方法和技术指标研究,这对改善调驱剂油藏适应性和提高增油降水效果具有重要理论和实用价值。

## 1 实验条件

### 1.1 实验材料

复合凝胶由2.5%聚合氯化铝+5.0%丙烯酰胺+0.8%尿素+0.15%引发剂+0.15%交联剂+0.05%阻聚剂701等组成。聚合物微球(AMPS-8)由东北石油大学提高采收率教育部重点实验室合成。高效驱油剂(H1,非离子型表面活性剂)由中海石油天津分公司渤海研究院提供,有效含量45%。普通聚合物(HTPW-112)由中国石油大港油田采油工艺研究院提供,相对分子质量 $2\,500\times 10^4$ ,有效含量88%。抗盐聚合物(AP-P4)由四川光亚科技有限公司生产,相对分子质量 $1\,100\times 10^4$ ,固含量90%。

实验用水为QHD32-6油田和大港港西三区注入水,水质分析见表1。

实验用岩心为石英砂环氧树脂胶结人造均质岩心<sup>[19]</sup>,几何尺寸:宽×高×长=4.5 cm×4.5 cm×30 cm。岩心渗透率( $K_g$ ):①复合凝胶, $K_g$ 为 $18\,000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 、 $12\,000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 、 $4\,000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ;②聚合物微球, $K_g$ 为 $4\,800\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 、 $2\,400\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 、 $800\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ;③高效驱油剂, $K_g$ 为 $2\,400\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 、 $1\,200\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 、 $440\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ;④普通聚合物和抗盐聚合物, $K_g$ 为 $1\,800\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 。

在岩心入口端、距入口1/3和2/3处设置3个测压点,岩心外观结构见图1。

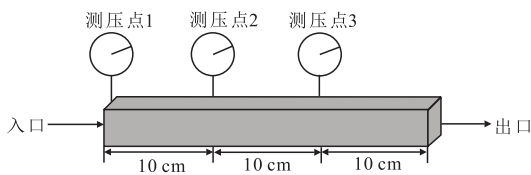


图1 岩心结构及测压点分布

Fig. 1 Core structure and pressure measuring point distribution

### 1.2 仪器设备、评价方法和技术指标

#### 1) 仪器设备

采用DV-II型布氏黏度计测试调驱剂黏度。采用岩心驱替实验装置测试调驱剂传输运移能力和封堵效果。实验装置由平流泵、压力表、岩心和中间容器等部件组成,除平流泵外,其他仪器设备置于油藏温度保温箱内。

#### 2) 评价方法

①岩心抽空饱和地层水,计量孔隙体积和孔隙度。

②水驱,记录各个测压点间压差 $\delta P_{1-2}$ 、 $\delta P_{2-3}$ 和 $\delta P_{3-出口}$ ;计算总压差 $\delta P$ 。

③向岩心注入1.5PV药剂[聚合物微球( $C_p=3\,000\ \text{mg/L}$ )、复合凝胶、高效驱油剂( $C_s=1\,000\ \text{mg/L}$ )和聚合物溶液],记录各个测压点间压差 $\delta P'_{1-2}$ 、 $\delta P'_{2-3}$ 和 $\delta P'_{3-出口}$ ,计算总压差 $\delta P'$ 以及各个测压点间压差比 $\beta$ 值( $\beta_1=\delta P'_{1-2}/\delta P'_{2-3}$ , $\beta_2=\delta P'_{2-3}/\delta P'_{3-出口}$ )和平均阻力系数 $F_r(\delta P'/\delta P)$ 。

④在油藏温度条件下岩心放置(候凝)72 h(高效驱油剂和聚合物溶液除外),之后分别在距岩心注入端和采出端2 cm处重新钻孔,安装闸门和连接管线,后续水驱1PV。记录后续水驱结束时各个区间压差 $\delta P''_{1-2}$ 、 $\delta P''_{2-3}$ 和 $\delta P''_{3-出口}$ 和总压差 $\delta P''$ ,计算平均残余阻力系数 $(\delta P''/\delta P)$ 和平均封堵率 $[(\delta P''-\delta P)/\delta P'']$ 。

上述实验注入速度为1 mL/min。

#### 3) 技术指标

依据前期研究成果<sup>[20-22]</sup>,提出采用各个测压点间压差比 $\beta$ 值( $\beta_1=\delta P'_{1-2}/\delta P'_{2-3}$ , $\beta_2=\delta P'_{2-3}/\delta P'_{3-出口}$ )来评价调剖、堵水和驱油剂储层内传输运移能力。

## 2 结果分析

### 2.1 传输运移能力和渗流特性

#### 2.1.1 聚合物微球

##### 1) 传输运移能力

在岩心渗透率不同条件下,采用QHD32-6油田

表1 水质分析

Table 1 Water quality analysis

区块	$K^++Na^+$	$Ca^{2+}$	$Mg^{2+}$	Cl <sup>-</sup>	$SO_4^{2-}$	$CO_3^{2-}$	$HCO_3^-$	总矿化度
QHD32-6油田	921.72	75.1	7.5	737.5	12.6	61.6	1 077.7	2 893.7
大港港西三区	1 900.00	35.0	18.0	1 162.0	12.0	0	3 224.0	6 726.0

注入水配制浓度为3 000 mg/L 聚合物微球溶液(视黏度4.0 mPa·s)注入结束时各区间压差 $\delta P$ 和评价指标 $\beta$ 值见表2,实验温度为65 ℃。

从表2可知,当渗透率较低时,聚合物微球与岩心孔喉配伍性较差,传输运移能力较弱,主要滞留于靠近注入端附近区域,注入压力较高,压力主要消耗在岩心前半部分。随渗透率增加,岩心孔喉尺寸增大,聚合物微球与岩心孔喉之间的配伍性得以改善,注入压力有所降低,传输运移能力增强,聚合物微球能够运移至岩心更深部区域,岩心内部沿程压力扩散程度均匀性更好。综合来看,高渗层中微球的传输运移能力好于中低渗层,但整体传输运移能力较弱,因此,定义评价指标 $\beta_1$ 或 $\beta_2=8 \sim 12$ 为较差, $\beta_1$ 或 $\beta_2 \geq 12$ 为差。

2) 阻力系数、参残余阻力系数和封堵率

采用QHD32-6油田注入水配制浓度为3 000 mg/L 聚合物微球溶液,其阻力系数、参残余阻力系数和封堵率影响实验结果见表3,实验温度为65 ℃。

从表3可知,随渗透率增加,岩心孔喉尺寸增大,聚合物微球注入过程中滞留能力减弱,渗流阻力减小,阻力系数逐渐降低,后续水驱阶段滞留于岩心内部聚合物微球耐冲刷性也有所减弱,残余阻力系数

降低。尽管岩心渗透率差异较大,但聚合物微球最终均表现出较高的封堵率,表明参与实验微球具有良好缓膨性,同时具备较强调驱和液流转向能力。

2.1.2 复合凝胶

1) 传输运移能力

在岩心渗透率不同条件下,采用QHD32-6油田注入水配制复合凝胶体系(“2.5%聚合氯化铝+5.0%丙烯酰胺+0.8%尿素+0.15%引发剂+0.15%交联剂+0.05%阻聚剂701”,初始视黏度1.9 mPa·s)注入结束时各区间压差 $\delta P$ 和评价指标 $\beta_2$ 值见表4,实验温度为65 ℃。

从表4可知,随渗透率增大,复合凝胶注入过程中各测压点压力逐渐减小。由于复合凝胶初始黏度较低(1.9 mPa·s),滞留能力较弱,传输运移能力较强。由此定义评价指标 $\beta_1$ 或 $\beta_2=2.5 \sim 4$ 为传输运移能力较好。

2) 阻力系数、残余阻力系数和封堵率

采用QHD32-6油田注入水配制复合凝胶体系(配方同上),其阻力系数、残余阻力系数和封堵率测试结果见表5。

从表5可知,随岩心渗透率增加,岩心孔喉尺寸

表2 各区间压差 $\delta P$ 和 $\beta$ 值

Table 2  $\delta P$  and  $\beta$  value of every interval pressure difference

方案编号	渗透率( $K_r$ )/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	各区间压差 $\delta P/\text{MPa}$			$\beta_1(\delta P_{1-2}/\delta P_{2-3})$	$\beta_2(\delta P_{1-2}/\delta P_{3-\text{出口}})$
		$\delta P_{1-2}$	$\delta P_{2-3}$	$\delta P_{3-\text{出口}}$		
1-1	800	0.083 5	0.003 9	0.002 1	21.41	39.76
1-2	2 400	0.022 8	0.002 4	0.001 4	9.50	16.29
1-3	4 800	0.009 8	0.001 2	0.000 8	8.17	12.25

表3 阻力系数、残余阻力系数和封堵率

Table 3 Resistance coefficient, residual resistance coefficient and plugging rate

方案编号	渗透率( $K_r$ )/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	阻力系数( $F_R$ )	残余阻力系数( $F_{RR}$ )		封堵率/%
			3 d	7 d	
1-1	800	14.92	5.36	7.14	86.0
1-2	2 400	12.47	4.52	5.78	82.7
1-3	4 800	8.43	3.37	4.06	75.3

表4 各区间压差 $\delta P$ 和 $\beta$ 值

Table 4  $\delta P$  and  $\beta$  value of every interval pressure difference

方案编号	渗透率( $K_r$ )/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	各区间压差 $\delta P/\text{MPa}$			$\beta_1(\delta P_{1-2}/\delta P_{2-3})$	$\beta_2(\delta P_{2-3}/\delta P_{3-\text{出口}})$
		$\delta P_{1-2}$	$\delta P_{2-3}$	$\delta P_{3-\text{出口}}$		
2-1	4 000	0.010	0.004	0.003	2.50	3.33
2-2	12 000	0.006	0.003	0.002	2.00	3.00
2-3	18 000	0.003	0.001	0.001	3.00	3.00

表5 阻力系数、残余阻力系数和封堵率  
Table 5 Resistance coefficient, residual resistance coefficient and plugging rate

方案编号	渗透率( $K_r$ )/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	阻力系数( $F_R$ )	残余阻力系数( $F_{RR}$ )	封堵率/%
2-1	4 000	18.33	51.28	98.95
2-2	12 000	16.67	57.69	98.13
2-3	18 000	12.49	63.87	98.43

表6 各区间压差 $\delta P$ 和 $\beta$ 值  
Table 6  $\delta P$  and  $\beta$  value of every interval pressure difference

方案编号	渗透率( $K_r$ )/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	各区间压差 $\delta P/\text{MPa}$			$\beta_1(\delta P_{1-2}/\delta P_{2-3})$	$\beta_2(\delta P_{2-3}/\delta P_{3-\text{出口}})$
		$\delta P_{1-2}$	$\delta P_{2-3}$	$\delta P_{3-\text{出口}}$		
3-1	440	0.008 7	0.004 8	0.003 5	1.81	2.49
3-2	1 200	0.004 8	0.003 4	0.002 8	1.41	1.71
3-3	2 400	0.002 2	0.001 6	0.001 5	1.38	1.47

增大,一方面复合凝胶滞留量和渗流阻力减小,阻力系数降低。另一方面,较大孔喉尺寸使得分子间发生碰撞概率增加,复合凝胶成胶效果提高,因此残余阻力系数逐渐升高。复合凝胶成胶后,3种渗透率岩心封堵率均高达98%左右,说明复合凝胶具有较强封堵能力,能够产生较好液流转向效果。

### 2.1.3 高效驱油剂

#### 1) 传输运移能力

采用QHD32-6油田注入水配制浓度为1 000 mg/L的高效驱油剂体系(视黏度3.5 mPa·s),其注入结束时各区间压差 $\delta P$ 和评价指标 $\beta_2$ 值见表6,实验温度为65℃。

从表6可知,随岩心渗透率增大,岩心孔喉尺寸增大,高效驱油剂在岩心内部运移过程中滞留量和渗流阻力减小,后续水驱过程中各测压点压力均有所降低。高效驱油剂属于小分子聚合物,分子聚集体尺寸较小,初始黏度较低,滞留量较小,传输运移能力好于复合凝胶,故定义评价指标 $\beta_1$ 或 $\beta_2=1\sim 2.5$ 为传输运移能力优良。

#### 2) 阻力系数和残余阻力系数

采用QHD32-6油田注入水配制浓度为1 000 mg/L的高效驱油剂体系,其阻力系数和残余阻力系数测试结果见表7。

从表7可知,随岩心渗透率增加,岩心孔喉尺寸增加,高效驱油剂在岩心内部滞留能力以及后续水驱阶段耐冲刷性降低,阻力系数和残余阻力系数减小。由于高效驱油剂自身滞留能力较差,因而阻力系数和残余阻力系数数较小。由此可见,要更好地

表7 阻力系数和残余阻力系数  
Table 7 Resistance coefficient and residual resistance coefficient

方案编号	渗透率( $K_r$ )/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	阻力系数( $F_R$ )	残余阻力系数( $F_{RR}$ )
3-1	440	2.07	1.46
3-2	1 200	1.86	1.35
3-3	2 400	1.67	1.26

发挥高效驱油剂提高采收率作用,就需要治理即封堵高渗透层或大孔道,以避免高效驱油剂沿高渗透层或大孔道窜逸,而是转向进入剩余油饱和度较高的中低渗透层发挥驱油作用。

### 2.1.4 聚合物溶液

#### 1) 传输运移能力

采用大港港西三区注入水配制抗盐聚合物溶液和普通聚合物溶液,在视黏度相同(近)条件下,2种聚合物溶液注入结束时岩心各个区间压差 $\delta P$ 和传输运移能力评价指标 $\beta$ 值见表8,实验温度为53℃。

从表8可以看出,在视黏度相同(近)条件下,与普通聚合物(HTPW-112)溶液相比较,抗盐聚合物(AP-P4)溶液在岩心注入端附近的前部区域滞留量较大,由此产生的附加渗流阻力即压差值较大,而中部和后部区域滞留量和压差值较小,相应 $\beta_1$ 和 $\beta_3$ 值等于25.9,表明聚合物主要滞留在注入端附近区域,传输运移能力差。

#### 2) 阻力系数和残余阻力系数

采用大港港西三区注入水配制抗盐聚合物(AP-P4)和普通聚合物(HTPW-112)母液( $C_p=5\ 000$  mg/L),再

表8 各区间压差  $\delta P$  和  $\beta$  值  
Table 8  $\delta P$  and  $\beta$  value of every interval pressure difference

聚合物类型	浓度/( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	视黏度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	各区间压差 $\delta P/\text{MPa}$			$\beta$ 值	
			$\delta P_{1-2}$	$\delta P_{2-3}$	$\delta P_{3-\text{出口}}$	$\beta_1$	$\beta_2$
抗盐聚合物	1 750	349.9	0.181	0.007	0.007	25.9	25.9
普通聚合物	3 400	352.9	0.070	0.050	0.040	1.4	1.3

表9 阻力系数和残余阻力系数  
Table 9 Resistance coefficient and residual resistance coefficient

聚合物类型	聚合物浓度/( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	视黏度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	阻力系数( $F_R$ )	残余阻力系数( $F_{RR}$ )
抗盐聚合物	1 750	352.9	375.0	75.0
普通聚合物	3 400	350.9	250.0	116.7

分别稀释成浓度为 1 750  $\text{mg/L}$  和 3 400  $\text{mg/L}$ , 在视黏度相等条件下, 2 种聚合物溶液平均阻力系数和残余阻力系数实验结果见表 9。实验温度为 53  $^{\circ}\text{C}$ 。

从表 9 可以看出, 在聚合物溶液视黏度相同条件下, 与普通聚合物 (HTPW-112) 相比较, 聚抗盐合物 (AP-P4) 溶液阻力系数较大, 但残余阻力系数较小。在聚合物浓度相同条件下, 与普通聚合物溶液相比较, 抗盐聚合物溶液阻力系数和残余阻力系数较小。

## 2.2 调驱剂传输运移能力及其影响因素分析

### 2.2.1 聚合物溶液

采用大港港西三区注入水配制抗盐聚合物 (AP-P4) 和普通聚合物 (HTPW-112) 聚合物母液 ( $C_p=5\ 000\ \text{mg/L}$ ), 剪切 20 s, 将剪切前后样品稀释至  $C_p=100\ \text{mg/L}$ , 分别进行扫描电镜 SEM 实验 (放大 1 000 倍), 测试结果见图 2。

从图 2 可知, 普通聚合物分子在水溶液中呈现线

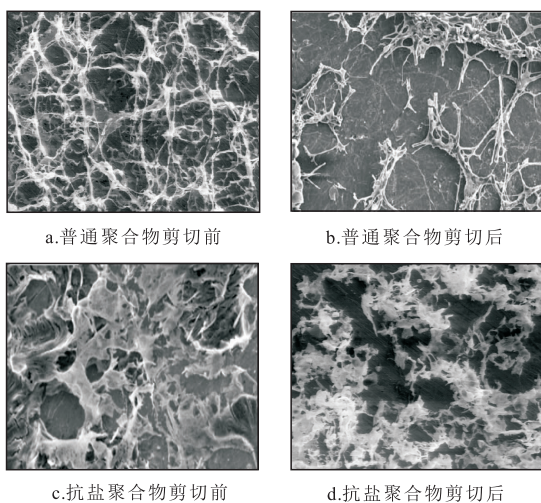


图2 聚合物分子聚集形态

Fig. 2 Morphology of polymer molecular aggregates

性支链结构, 不同分子链间又可相互贯穿, 甚至缠绕, 致使溶液中存在具有不同尺寸孔洞的多层立体网状结构, 且存在粗的主干和细分支, 这种网络结构既有支撑作用, 又可吸附和包裹大量水分子产生形变阻力, 显示出较强滞留和传输运移能力。剪切作用后, 分子链发生断裂, 网状结构出现缺陷, 网孔变稀疏, 结构包裹水分子能力大幅下降, 滞留能力大幅降低, 传输运移能力增强。与普通聚合物相比较, 抗盐聚合物分子链上无规则分布疏水基团通过链内或链间缔合作用, 形成尺寸较大聚合物分子聚集体, 聚集体之间又通过链间缔合作用连接在一起, 形成致密多层立体空间网络结构, 显示出超强滞留能力和较差传输运移能力。剪切作用后, 疏水基团难以再相互缔合形成大范围致密网状结构, 只能在局部范围内发生缔合作用, 形成较为短小网状结构, 从致密的多层立体空间网络结构转变为碎片状结构<sup>[23-25]</sup>, 分子聚集体尺寸减小 (见表 10,  $C_p=100\ \text{mg/L}$ ), 致使滞留能力明显减弱, 传输运移能力提高。

综上所述, 由于抗盐聚合物分子聚集体尺寸与岩心孔隙尺寸配伍性较差, 致使聚合物在岩心注入端大量滞留, 致使传输运移能力较差。此外, 聚合物在注入端大量滞留又导致注入压力大幅度升高, 在岩心注入端与内部形成较大压差, 这对通过岩心注入端聚合物溶液产生强烈剪切作用, 致使其分子聚集体尺寸减小, 滞留能力减弱, 液流转向效果变差。

表10 分子聚集体尺寸测试结果  
Table 10 Test results of molecular aggregate size

聚合物类型	聚合物浓度/ ( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	聚合物分子聚 集体尺寸( $D_n$ )/ $\text{nm}$		损失率/ %
		原始样	采出液	
抗盐聚合物	1 750	876.1	446.1	49.1
普通聚合物	3 400	246.7	198.6	19.5

### 2.2.2 聚合物微球

采用QHD32-6油田注入水配制浓度为3 000 mg/L 聚合物微球溶液,将其置于65 °C恒温箱中,定期观察其粒径分布状态,微球粒径分布及与时间关系见图3。

从图3可以看出,微球初始粒径2.00~6.00  $\mu\text{m}$ ,粒径中值2.04  $\mu\text{m}$ ;当水化时间小于72 h时,粒径变化幅度不大;72 h后粒径明显增加,粒径最大值20.53  $\mu\text{m}$ ;120 h后水化作用逐渐减弱;240 h时颗粒最大粒径38.7  $\mu\text{m}$ ,粒径中值18.92  $\mu\text{m}$ ,膨胀倍数7.53~9.52。

岩心渗透率( $K_g$ )与孔隙喉道半径中值关系见图4。

从图4可以看出,当岩心渗透率 $K_g=800\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,对应孔隙喉道半径中值约10  $\mu\text{m}$ ,孔隙直径约20  $\mu\text{m}$ 。按照颗粒通过孔隙架桥理论,孔隙直径约20  $\mu\text{m}$ 岩心能够通过微球最大粒径约为6.6  $\mu\text{m}$ 。由此可见,初始粒径2.0~6.0  $\mu\text{m}$ 微球与该渗透率岩心是相匹配的。

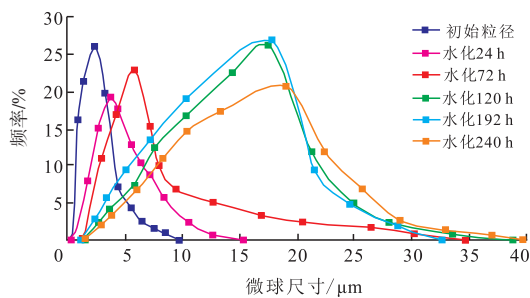


图3 微球粒径分布及与时间关系

Fig. 3 Particle size distribution of microspheres and its relation with time

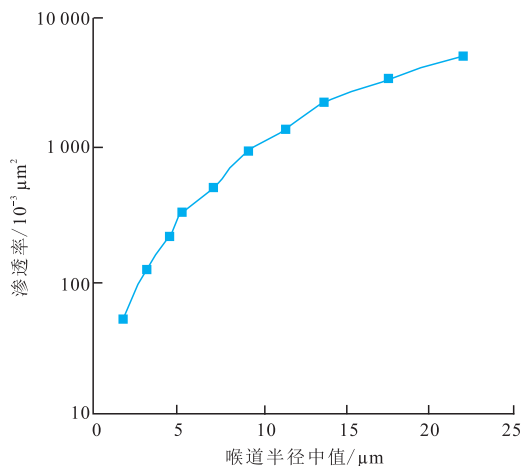


图4 渗透率与孔隙喉道半径中值关系

Fig. 4 Relation between permeability and median radius of pore throat

## 3 结论

1) 调驱剂在多孔介质中传输运移是实现深部液流转向作用的必要条件,可以采用调驱剂注入结束时岩心前部与后部压差之比 $\beta$ 值来评价。对于聚合物微球体系,评价指标: $\beta_1$ 或 $\beta_2=8\sim 21$ ,传输运移能力较差;对于复合凝胶体系,评价指标: $\beta_1$ 或 $\beta_2=2.5\sim 4$ ,传输运移能力较好;对于高效驱油剂体系,评价指标: $\beta_1$ 或 $\beta_2=1\sim 2.5$ ,传输运移能力较好;对于聚合物体系,评价指标: $\beta_1$ 和 $\beta_2=25.9$ ,传输运移能力较差。

2) 随岩心渗透率增大,岩心孔喉尺寸增大,药剂在岩心内部运移过程中滞留量和渗流阻力减小,后续水驱过程中各测压点压力均有所降低。高效驱油剂属于小分子聚合物,分子聚集体尺寸较小,初始黏度较低,滞留量较小,故定义评价指标 $\beta_1$ 或 $\beta_2=1\sim 2.5$ 为传输运移能力优良;聚合物溶液为高分子量,分子聚集体尺寸较大,滞留量大,故定义评价指标 $\beta_1$ 或 $\beta_2\geq 16$ ,为传输运移能力较差。

3) 调驱剂滞留和传输运移能力与其自身材料分子结构形态即聚集体尺寸和岩心渗透率密切相关,二者的目的相互矛盾,实际应用时需要合理兼顾。

### 参考文献

- 吴晓慧. 大庆长垣油田特高含水期水驱精细挖潜措施后产量变化规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(5): 71-75.  
WU X H. Changed laws of the production after water flooding finely-tapped-potential stimulation for Daqing Placanticline oilfields at the stage of extra-high water cut[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(5): 71-75.
- 王秋语. 国外高含水砂岩油田提高水驱采收率技术进展[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(3): 123-128.  
WANG Q Y. Technical progress for improving waterflood recovery efficiency of foreign high water cut sandstone oilfield[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(3): 123-128.
- 王友启. 胜利油田高含水期油藏水驱精细调整技术方向[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(1): 101-104.  
WANG Y Q. Fine adjustment direction of water flooding in high water cut oil reservoirs of Shengli Oilfield[J]. Drilling Petroleum Techniques, 2011, 39(1): 101-104.
- 刘如杰. 超稠油污泥复合调剖技术研究与应用[J]. 非常规油气, 2019, 6(3): 58-64.  
LIU R J. Research and application of composite profile control technology for super heavy oil sludge[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(3): 58-64.
- 王业飞, 于海洋, 张健, 等. 用于渤海油田疏水缔合聚合物驱的表面活性剂降粘增注研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(6): 151-156.  
WANG Y F, YU H Y, ZHANG J, et al. Study on decompression

- and augmented injection by surfactants during hydrophobically associating polymer flooding in Bohai Oilfield[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2010, 34(6): 151-156.
- [6] 牛丽伟,卢祥国,熊春明,等.无机凝胶成胶性能及封堵效果实验[J].*石油勘探与开发*,2013,40(6):728-732.  
NIU L W, LU X G, XIONG C M, et al. Experimental study on gelling property and plugging effect of inorganic gel system (OMGL)[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(6): 728-732.
- [7] 吴行才,韩大匡,卢祥国,等.微凝胶颗粒分散液体系在多孔介质中的驱替机理[J].*地球科学*,2017,46(7):925-933.  
WU X C, HAN D K, LU X G, et al. Oil displacing mechanism of soft microgel particle dispersion in porous media[J]. *Earth Science*, 2017, 46(7): 925-933.
- [8] 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 W D, KANG X D, XIE K, et al. Degree of the association of hydrophobically associating polymer and its adaptability to the oil reservoir[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2013, 32(4): 103-107.
- [9] 何静,倪军,耿罗斌.多糖胶水溶液黏度影响因素比较[J].*非常规油气*,2017,4(2):109-113.  
HE J, NI J, GENG L B. Comparison of influencing factors on viscosity of polysaccharide gum solution[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2017, 4(2): 109-113.
- [10] 陈林,李炜,张品,等.Vispac-12钻井液增黏剂反相乳液的性能研究[J].*非常规油气*,2018,5(2):84-88.  
CHEN L, LI W, ZHANG P, et al. Study on properties of an inverse emulsion for vispac-12 as viscosifier of drilling fluids[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2018, 5(2): 84-88.
- [11] 夏惠芬,王德民,王刚,等.聚合物溶液在驱油过程中对盲端类残余油的弹性作用[J].*石油学报*,2006,27(2):72-76.  
XIA H F, WANG D M, WANG G, et al. Elastic behavior of polymer solution to residual oil at dead-end[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(2): 72-76.
- [12] 王德民,王刚,吴文祥,等.黏弹性驱替液所产生的微观力对驱油效率的影响[J].*西安石油大学学报(自然科学版)*,2008,23(1):43-55.  
WANG D M, WANG G, WU W X, et al. Influence of the micro-force produced by viscoelastic displacement liquid on displacement efficiency[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2008, 23(1): 43-55.
- [13] 张新英.胜坨油田高温高盐油藏超高分子疏水缔合聚合物注入试验[J].*石油地质与工程*,2012,26(6):122-124.  
ZHANG X Y. Field test of ultra-high molecular weight hydrophobic associative polymer flooding in high temperature and high salinity oil reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2012, 26(6): 122-124.
- [14] 李美俊,张忠涛,陈聪,等.珠江口盆地白云凹陷储层沥青成因及其对油藏调整改造的启示[J].*石油与天然气地质*,2019,40(1):133-141.  
LI M J, ZHANG Z T, CHEN C, et al. Origin of reservoir bitumen and its implications for adjustment and reformation of hydrocarbon accumulation in Baiyuan Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(1): 133-141.
- [15] 金亚杰.国外聚合物驱油技术研究及应用现状[J].*非常规油气*,2017,4(1):116.  
JIN Y J. Progress in research and application of polymer flooding technology abroad[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2017, 4(1): 116.
- [16] 谢坤,李强,苑盛旺,等.疏水缔合聚合物与渤海储层非均质性适应性研究[J].*油田化学*,2015,32(1):102-107.  
XIE K, LI Q, YUAN S W, et al. Adaptation between the hydrophobically associating polymer and Bohai reservoir heterogeneity [J]. *Oilfield Chemistry*, 2015, 32(1): 102-107.
- [17] 张淑霞,刘帆,沐宝泉.蒸汽驱及化学辅助蒸汽驱提高稠油采收率实验[J].*石油与天然气地质*,2017,38(5):1000-1004.  
ZHANG S X, LIU F, MU B Q. An experimental study on enhanced heavy oil recovery by steam flooding and chemical assisted steam flooding[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(5): 1000-1004.
- [18] 李美蓉,黄漫,曲彩霞,等.疏水缔合型和非疏水缔合型驱油聚合物的结构与溶液特征[J].*中国石油大学学报(自然科学版)*,2013,37(3):167-171.  
LI M R, HUANG M, QU C X, et al. Structure and solution properties for HPAM and AHPAM used in oil displacement polymer[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2013, 37(3): 167-171.
- [19] 吕洲,王玉普,李莉,等.油气储层岩心实验的样本量设计[J].*石油实验地质*,2018,40(4):589-594.  
LYU Z, WANG Y P, LI L, et al. Sample size design for oil and gas reservoir core-plug experiments[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(4): 589-594.
- [20] CAO W J, XIE K, LU X G, et al. Effect of profile-control oil-displacement agent on increasing oil recovery and its mechanism[J]. *Fuel*, 2019, 237: 1151-1160.
- [21] XIE K, LU X G, LI Q, et al. Analysis of reservoir applicability of hydrophobically associating polymer[J]. *SPE Journal*, 2016, 21(1): 1-9.
- [22] 金玉宝,卢祥国,刘进祥,等.疏水缔合聚合物传输运移能力及其作用机理[J].*石油化工*,2017,46(5):600-607.  
JIN Y B, LU X G, LIU J X, et al. Capability and mechanism of hydrophobic associating polymers in transmission and migration[J]. *Petrochemical Technology*, 2017, 46(5): 600-607.
- [23] 牛丽伟,卢祥国,王晓燕,等.聚合物、聚表剂和Cr<sup>3+</sup>聚合物凝胶分子构型及其渗流特性差异[J].*中国石油大学学报(自然科学版)*,2014,38(6):186-191.  
NIU L W, LU X G, WANG X Y, et al. Differences in molecular configuration and seepage properties among polymer, active polymer and Cr<sup>3+</sup> polymer gel[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2014, 38(6): 186-191.
- [24] 卢祥国,王晓燕,李强,等.高温高矿化度条件下驱油剂中聚合物分子结构形态及其在中低渗油层中的渗流特性[J].*化学学报*,2010,68(12):1229-1234.  
LU X G, WANG X Y, LI Q, et al. The polymer molecular configuration in the oil displacement agent with high temperature and salinity and its seepage property in the medium-low permeability layer[J]. *Acta Chimica Sinica*, 2010, 68(12): 1229-1234.
- [25] 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 Q, LU X G, XU D P, 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.