

# 聚驱后综合治理措施增油效果及作用机理研究

## ——以渤海LD10-1油田为例

刘义刚<sup>1</sup>,肖丽华<sup>1</sup>,邹剑<sup>1</sup>,卢祥国<sup>2</sup>,闫冬<sup>2</sup>,曹伟佳<sup>2</sup>

(1.中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院,天津塘沽300450;  
2.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)

**摘要:**渤海LD10-1油田具有储层厚度大、平均渗透率高、非均质性严重、岩石胶结强度低和单井注采强度高特点,采取早期聚合物凝胶调驱技术进行开发,聚合物滞留作用和冲刷作用造成的层间和层内矛盾十分突出。开展了聚驱后调驱剂筛选和性能评价以及调剖、解堵和调驱剂与水交替注入等综合治理方式的开发效果测试。结果表明,在聚合物凝胶用量相同条件下,与整体段塞注入方式相比较,采取“凝胶与水交替注入”方式可以减缓“吸液剖面反转”速度,扩大中低渗透层波及系数。将调剖或解堵措施与“凝胶与水交替注入”方式联合使用时,中低渗透层动用程度进一步提升,增油降水效果十分明显。

**关键词:**渤海油田;早期注聚;综合治理;物理模拟;机理分析  
**中图分类号:**TE357 **文献标识码:**A

### Study on oil increasing effect and mechanism of comprehensive treatment measures after polymer flooding: Taking LD10-1 oilfield in Bohai Oilfield as an example

Liu Yigang<sup>1</sup>, Xiao Lihua<sup>1</sup>, Zou Jian<sup>1</sup>, Lu Xiangguo<sup>2</sup>, Yan Dong<sup>2</sup> and Cao Weijia<sup>2</sup>

(1.Bohai Oil Research Institute of Tianjin Branch, CNOOC, Tanggu, Tianjin 300452, China; 2.Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Education Ministry, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China)

**Abstract:** LD10-1 oilfield in Bohai reservoir is a thick reservoir with high average permeability, serious heterogeneity, low cementing strength of rock and high single well injection-production strength. For this reason, during the development of the profile control and oil displacement technology of polymer gel in the early stages, the contradiction between and within layers caused by the polymer retention and scour are obvious. Then we test the development of the comprehensive treatment of the effect screening and performance evaluation, profile control, plug release of modifying and flooding agent, alternative injection of the profile control and oil displacement agent and water after polymer flooding. The results showed that, with the same dosage of the polymer gel, and compared with the whole slug injection method, the gel and water alternating injection method can slow down the speed of the entry profile reversal, and extend the sweep coefficient of the medium and low permeability layer. When they are used together, the utilization level of the medium and low permeability layers is further enhanced, and the effect of oil increasing and precipitation is obvious.

**Key words:** Bohai Oilfield, early polymer flooding, comprehensive treatment, physical simulation, mechanism study

## 1 绪论

LD10-1油田位于渤海辽东湾海域,位于辽东湾

地区辽西低凸起中段,西侧紧邻辽西凹陷,是渤海最有利油气富集区之一,具有良好的油气富集成藏地质条件。油田主体区主要发育三角洲前缘和前三角洲亚相,三角洲前缘亚相可细分为水下分流河道、河

收稿日期:2017-08-14。

第一作者简介:刘义刚(1970—),男,博士,教授级高工,采油工程、增产增注措施和提高采收率技术研究和管理工作。

基金项目:国家“十三五”重大科技专项子课题“渤海双高油田多级窜堵调驱一体化技术研究及示范”(2016ZX05058003-010);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)。

口坝和分流河道间三个微相。储层具有高孔、高渗和低胶结强度物性特征,孔隙度在27%~35%,渗透率在 $(10\sim 5\ 500)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。地下原油密度 $0.872\sim 0.882\text{ g/cm}^3$ ,黏度 $13.9\sim 19.4\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。油田2005年1月投产,2005年9月开始注水,2006年3月在A23井开展单井注聚合物凝胶(简称注聚)试验,2007年开始6口井注聚,2012年扩大8口井注聚。在渤海地区3个化学驱矿场试验中<sup>[1-4]</sup>,LD10-1油田早期注聚开发取得了良好的技术经济效果,“产出/投入”名列第一。经过11年注聚开发,目前注入井“吸液剖面反转”十分严重,吸水厚度逐渐变小,油井含水上升速度加快,亟待采取综合治理措施。依据油田开发实际需求,本文以油藏工程、高分子材料和物理化学等为理论指导,以化学分析、仪器检测和物理模拟等为技术手段,以LD10-1油田油藏地质、流体性质和开发现状等为研究对象,开展了聚驱后进一步提高采收率所需调驱剂筛选和性能评价,在此基础上评价了调驱剂整体段塞注入、“调驱剂与水交替注入”、“调剂+调驱剂与水交替注入”和“解堵+调剂+调驱剂与水交替注入”等综合治理措施增油降水效果,这为矿场技术决策提供了实验依据。

## 2 实验条件

### 2.1 实验材料

聚合物包括疏水缔合聚合物和“高分”聚合物,

疏水缔合聚合物由天津分公司研究院提供,“高分”聚合物由中国石油炼化公司生产(相对分子质量 $1\ 900\times 10^4$ ,固含量88%)。交联剂取自LD10-1油田, $\text{Cr}^{3+}$ 有效含量2.5%。解堵剂为次氯酸钠溶液。

实验用水离子组成见表1。采用水源水配制母液,混合水稀释至目标浓度(混合水为水源水:污水=1:1)。

实验用油为模拟油,由LD10-1油田脱气原油与煤油混合而成,65℃条件下黏度为 $17\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

实验岩心为石英砂环氧树脂胶结人造岩心<sup>[5-6]</sup>,几何尺寸:宽×高×长=4.5 cm×9.0 cm×30 cm,各小层厚度3 cm,高中低层渗透率 $K_{\text{e}}=6\ 000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $2\ 000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 和 $300\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。岩心和端盖结构见图1。

图1所示,在层内非均质岩心注入和采出端附近各个渗透层间布置电木板(长×宽×厚=1 cm×4.5 cm×0.1 cm),并通过端盖将各个小层实现分隔。岩心可以实现“分注分采”或“同注分采”等注入方式,但岩心内部各个小层间流体仍然可以自由交流,保留了层内非均质岩心渗流特点。

### 2.2 仪器设备和步骤

#### 2.2.1 仪器设备

采用DV-II型布氏黏度仪测试调驱剂黏度,转子为“0”号,转速为6 r/min。

采用驱替实验装置评价调驱剂驱油效果(采收率),装置包括平流泵、压力传感器、岩心夹持器、手

表1 水质分析

Table 1 Water quality analysis

水型	$\text{K}^+\text{+Na}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{CO}_3^{2-}$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{Cl}^-$	总矿化度
水源水	2 549.84	684	166	0	162	0.11	5 340	8 901.95
污水	1 908.4	111	37.3	0	696	0.39	3 100	5 853.09

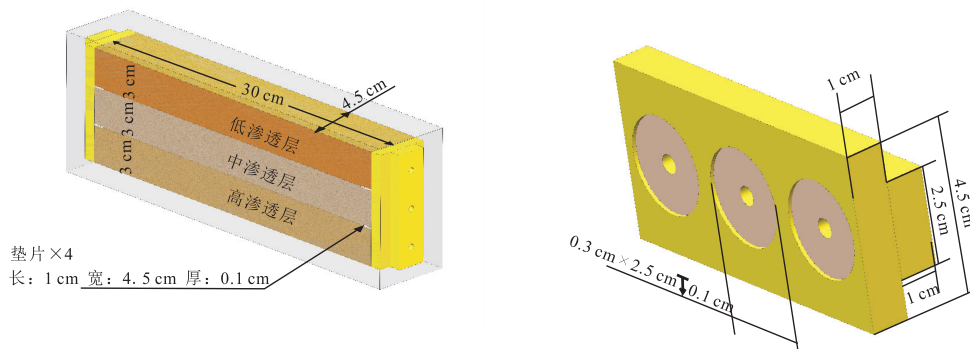


图1 岩心和端盖结构示意图

Fig. 1 Structure of core and end cover

摇泵和中间容器等部件。除平流泵和手摇泵外,其它部分置于65℃保温箱内。

### 2.2.2 实验步骤

①室温下岩心抽空饱和地层水,计算孔隙体积和孔隙度;②岩心饱和模拟油,计算含油饱和度;③采取“同注分采”方式,水驱到设计含水率,计算水驱采收率;④采取“分注分采”方式首先向低渗透层注入解堵剂,然后向高渗透层注入封堵剂,最后采取“同注分采”方式注入调驱剂,后续水驱到含水95%,计算采收率。

上述实验过程注入速度为0.6 mL/min,压力记录间隔30 min,实验温度65℃。

## 2.3 方案设计

### 2.3.1 调驱剂类型对增油降水效果的影响

方案1-1~方案1-3:水驱到含水率95%+0.4PV调驱剂(①疏水缔合聚合物溶液, $C_r=1\ 750\ \text{mg/L}$ ;② $\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶,“高分”聚合物, $C_r=1\ 200\ \text{mg/L}$ ,聚: $\text{Cr}^{3+}=180:1$ ;③高浓度聚合物溶液,“高分”聚合物, $C_r=2\ 400\ \text{mg/L}$ )后续水驱到含水95%。

### 2.3.2 聚驱后进一步提高采收率方法增油降水效果

方案2-1:聚驱(水驱到含水率95%+0.4PV $\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶(“高分”聚合物, $C_r=1\ 200\ \text{mg/L}$ ,聚: $\text{Cr}^{3+}=180:1$ )后续水驱到含水95%,下同)+0.4PV $\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶(整体段塞)后续水驱到含水95%。

方案2-2:聚驱+0.4PV $\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶(凝胶与水交替注入,①第一轮次:0.1PV聚合物凝胶+0.01PV水+②第二轮次:0.1PV聚合物凝胶+0.01PV水+③第三轮次:0.1PV聚合物凝胶+0.01PV水+④第四轮次:0.1PV聚合物凝胶+0.01PV水。下同)后续水驱到含水95%。

方案2-3:聚驱+高渗透层封堵(0.075PV封堵剂,

丙烯酰胺—淀粉<sup>[7]</sup>,下同)+0.4PV $\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶(凝胶与水交替注入)+后续水驱到含水95%。

方案2-4:聚驱+低渗透层解堵(次氯酸钠,0.01PV)+高渗透层封堵(0.075PV封堵剂,丙烯酰胺—淀粉)+0.4PV $\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶(凝胶与水交替注入)+后续水驱到含水95%。

## 3 结果分析

### 3.1 调驱剂类型对增油降水效果的影响

#### 3.1.1 采收率

调驱剂类型对增油降水效果即采收率影响实验结果见表2。

从表2可以看出,与疏水缔合聚合物和高浓度聚合物溶液相比较, $\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶液流转向和增油效果较好,采收率增幅较大,表明其油藏适应性较强<sup>[8-10]</sup>。后续岩心分流率实验数据分析表明,疏水缔合聚合物溶液液流转向效果不佳,这与它水溶性即熟化效果差以及聚合物分子聚集体油藏适应性差存在密切联系<sup>[11-14]</sup>。

#### 3.1.2 注入压力、含水率和采收率动态特征

实验过程中岩心注入压力、含水率和采收率与PV数关系见图2。

从图2可以看出,在水驱阶段,随注入PV数增加,注入压力下降,含水升高,采收率增加。在调驱剂注入阶段,注入压力明显升高,含水率降低,采收率明显增加。在后续水驱阶段,注入压力下降,含水率回升,采收率增幅减缓。在3种调驱剂中,尽管疏水缔合聚合物溶液注入压力远高于“高浓”聚合物溶液和 $\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶,但其含水率降幅和采收率增幅却较小。分析表明,疏水缔合聚合物溶液中聚合物分子聚集体具有“片—网”网络结构,尽管该溶液发

表2 采收率实验数据  
Table 2 Experimental data of oil recovery

方案编号	调驱剂类型	工作黏度/ (mPa·s)	含油饱和度,%	采收率,%		
				水驱	最终	增幅
1-1	疏水缔合聚合物溶液	279.8	70.00	27.8	30.8	3.0
1-2	$\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶	5.2	71.67	27.1	45.3	18.2
1-3	“高浓”聚合物溶液	18.8	68.75	26.8	42.1	15.3

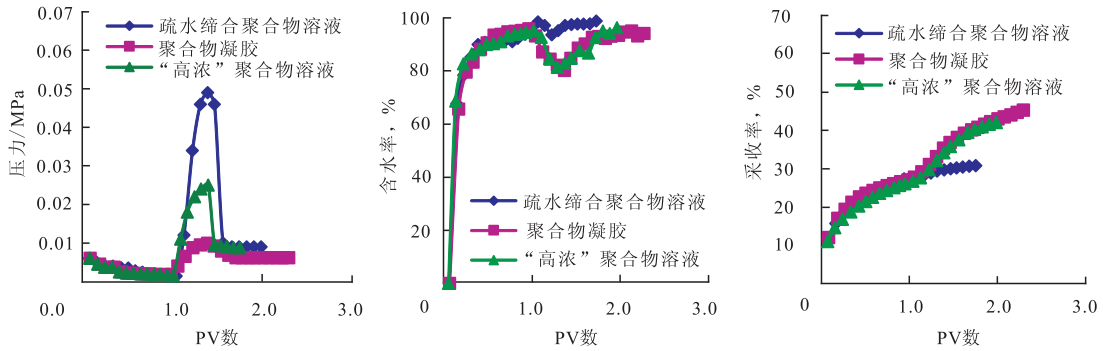


图2 注入压力、含水率和采收率与PV数关系

Fig. 2 Relation between 3 parameters (injection pressure, water content and oil recovery) and PV

生变形时内摩擦力较大即视黏度较高,但由于聚合物分子聚集体与岩心孔隙匹配关系较差,甚至造成岩心端面堵塞,中低渗透层波及程度较低,因而采收率增幅较小。

### 3.1.3 分流率动态特征

实验过程中岩心各个小层分流率与PV数关系见图3。

从图3可以看出,在水驱阶段,高渗透层分流率逐渐增加,中低渗透层逐渐减小。在调驱剂注入阶段,高渗透层分流率减小,中低渗透层增加。在后续水驱阶段,高渗透层分流率逐渐回升,中低渗透层逐渐增加。与高浓度聚合物溶液和Cr<sup>3+</sup>聚合物凝胶相

比较,疏水缔合聚合物溶液注入阶段高渗透层分流率降幅很小,中低渗透层增幅也很小。由此可见,疏水缔合聚合物溶液中聚合物分子聚集体与岩心孔隙匹配关系差是其分流率变化幅度较小和采收率增幅较小的根本原因。

### 3.2 聚驱后进一步提高采收率方法增油降水效果

#### 3.2.1 采收率

聚驱后提高采收率方法与配套措施组合对增油降水效果影响实验结果见表3。

从表3可以看出,在Cr<sup>3+</sup>聚合物凝胶用量相同条件下,与采取“单一整体段塞注入方式”相比较,“凝

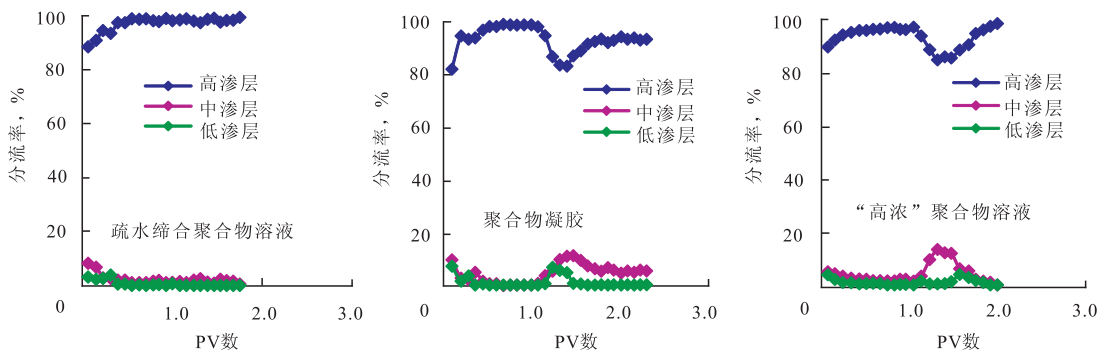


图3 小层分流率与PV数关系

Fig. 3 Relation between distributary rate of small layer and PV

表3 采收率实验数据

Table 3 Experimental data of recovery

实验方案	措施类型	含油饱和度,%	采收率,%		
			聚驱后	后续措施后	增幅
2-1	凝胶整体段塞	71.67	45.3	65.1	19.8
2-2	凝胶与水交替注入	70.59	45.9	67.7	21.8
2-3	调剖+凝胶与水交替	71.20	44.6	73.4	28.8
2-4	解堵+调剖+凝胶与水交替	70.00	46.1	76.6	30.5

胶与水交替注入方式”增油降水效果较好。与单纯“凝胶与水交替注入方式”相比较，“调剖+凝胶与水交替注入方式”组合增油降水效果较好。与“调剖+凝胶与水交替注入方式”组合相比较，“解堵+调剖+凝胶与水交替注入方式”组合增油降水效果较好。实践表明，聚驱后储层非均质性进一步加剧，必须采取“低渗透层解堵、高渗透层封堵和凝胶与水交替注入”等综合治理措施才能取得较好增油降水效果。

### 3.2.2 注入压力、含水率和采收率动态特征

实验过程中岩心注入压力、含水率和采收率与PV数关系见图4。

从图4可以看出，在早期各注入阶段，随水注入PV数增加，注入压力下降，含水升高，采收率增加。随调驱剂注入PV数增加，注入压力明显升高，含水率降低，采收率明显增加。随后续水注入PV数增加，注入压力下降，含水升高，采收率增幅减缓。在聚驱后各个进一步提高采收率措施中，与凝胶整体段塞和凝胶与水交替注入方式相比较，“调剖+凝胶

与水交替注入”和“解堵+调剖+凝胶与水交替注入”组合方式注入压力较高，中低渗透层吸液压差增幅较大，波及程度较高，采收率增幅较大。与凝胶整体段塞相比较，尽管凝胶与水交替注入注入压力较低，但由于水减缓了中低渗透层启动压力升高幅度(速度)，进而减缓了“剖面反转”速度，最终采收率增幅较大。

### 3.2.3 分流率动态特征

实验过程中岩心各个小层分流率与PV数关系见图5。

从图5可以看出，聚驱之后进一步提高采收率方法与配套措施对分流率变化规律存在影响。与聚合物凝胶整体段塞注入方式相比较，尽管“聚合物凝胶与水交替注入”组合方式注入压力较低和分流率变化幅度较小，但由于注入水进入中低渗透层发挥了延缓“剖面反转”速度作用，中低渗透层扩大波及体积效果较好，因而最终采收率增幅较大。当采取调剖或解堵措施后，“聚合物凝胶与水交替注入”组合

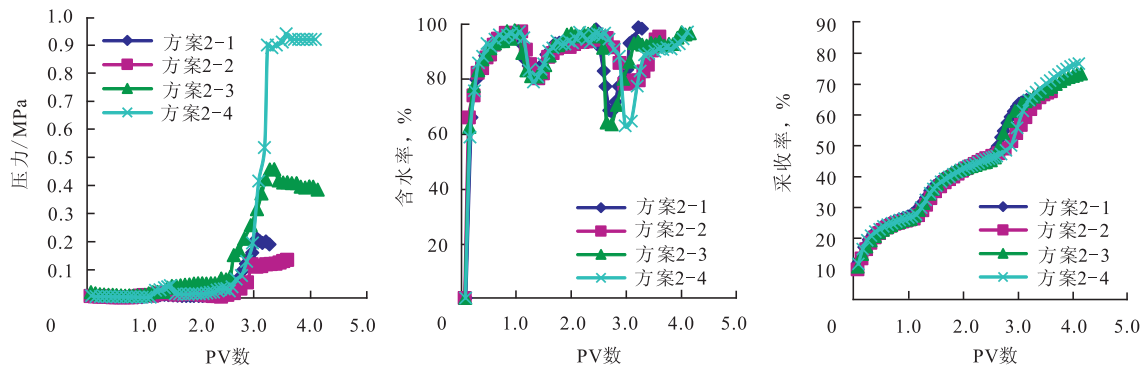


图4 注入压力、含水率、采收率与PV数关系

Fig. 4 Relation between 3 parameters of injection pressure, watercut, recovery rate and PV

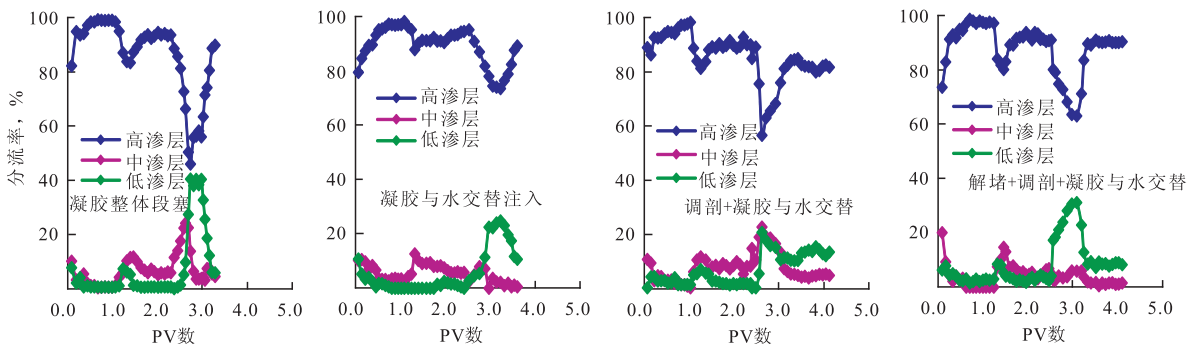


图5 分流率与PV数关系

Fig. 5 Relationship between distributive rate and PV

方式的增油降水效果获得进一步提高,这得益于中低渗透层动用程度大幅度提升,即“吸液剖面反转”进程大幅度延缓。

## 4 结论

1) 与“高浓”聚合物溶液和 $\text{Cr}^{3+}$ 聚合物凝胶相比较,尽管疏水缔合聚合物溶液视黏度和注入压力较高,但由于疏水缔合聚合物溶液中聚合物分子聚集体具有“片一网”网络结构,与岩心孔隙尺寸匹配关系较差,导致中低渗透层波及程度较低,分流率变化幅度较小,增油降水效果较差。

2) 在聚合物凝胶用量相同条件下,与整体段塞相比较,采取“凝胶与水交替注入”方式可以减缓“吸液剖面反转”速度,扩大中低渗透层波及系数。

3) 当调剖或解堵措施与“凝胶与水交替注入”组合方式联合使用时,中低渗透层动用程度大幅度提升即“吸液剖面反转”进程大幅度延缓,采收率增幅较大。

### 参考文献

- [1] 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.
- [2] 唐孝芬,刘玉章,向问陶,等.渤海sz36-1油藏深部调剖剂研究与应用[J].石油勘探与开发,2005,32(6):109-112.
- [3] 张洪,李彪,王锦林.渤海JZ9-3油田二元复合驱效果分析[J].中国洗涤用品工业,2014,(5):43-45.
- [4] X G Lu, W Wang, R J Wang. The performance characteristics of  $\text{Cr}^{3+}$  polymer gel and its application analysis in Bohai oilfield[C]// paper SPE-130382-MS presented at the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June 2010, Beijing, China.
- [5] 卢祥国,高振环,闫文华.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):53-55.
- [6] 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:中国,ZL200510063665.8[P].2005-09.
- [7] 曹功泽,侯吉瑞,岳湘安,等.改性淀粉-丙烯酰胺接枝共聚调堵剂的动态成胶性能[J].油气地质与采收率,2008,15(5):72-74.
- [8] 卢祥国,胡勇,宋吉水,等. $\text{Al}^{3+}$ 交联聚合物分子结构及其识别方法[J].石油学报,2005,26(4):73-76.
- [9] 卢祥国,王伟. $\text{Al}^{3+}$ 交联聚合物分子构型及其影响因素[J].物理化学学报,2006,22(5):631-634.
- [10] 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透层中的渗流特性[J].化学学报,2010,68(12):1229-1234.
- [11] 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.
- [12] 赖南君,叶仲斌,周扬帆,等.新型疏水缔合聚合物溶液性质及提高采收率研究[J].油气地质与采收率,2005,12(2):63-65.
- [13] 王用良,郭拥军,冯茹森,等.环糊精包合作用对疏水缔合聚合物流变调节与应用[J].高分子通报,2012,(3):14-20.
- [14] 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.

(编辑 尹淑容)