

文章编号:1009-9603(2018)05-0116-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2018.05.017

## 复配聚合物对驱油效果影响的核磁共振实验研究

于波<sup>1</sup>,郭兰磊<sup>2</sup>,刘璟珪<sup>3</sup>,赵二猛<sup>3</sup>,刘永革<sup>3</sup>

(1.中国石油大学(华东)理学院,山东青岛266580;2.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015;3.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580)

**摘要:**为研究不同相对分子质量聚合物复配对驱油效果的影响,基于在线核磁共振成像技术,对相对分子质量为 $1\ 000\times 10^4$ 的单一聚合物及复配聚合物开展岩心驱替实验。根据水驱阶段结束、聚合物驱阶段结束的核磁共振 $T_2$ 谱信号对不同尺寸孔喉的氟油动用程度占总动用程度的比例进行定量表征及分析。结果表明:在2种聚合物粘度基本相同、岩心孔喉结构相近的情况下,使用复配聚合物的岩心采出程度和中、小尺寸孔喉中氟油采出量占总油量的比例分别比使用单一聚合物高1.5%和7.1%。复配聚合物中的小相对分子质量聚合物由于具有较小的尺寸,可以有效驱替出中、小尺寸孔喉中的氟油,而大相对分子质量聚合物对大尺寸孔喉中的氟油驱油效果也较好,与单一聚合物相比,复配聚合物可以动用更宽尺寸孔喉范围内的氟油,从而扩大波及体积,取得更好的驱油效果。

**关键词:**聚合物驱 聚合物相对分子质量 复配聚合物 在线核磁共振成像技术 岩心驱替

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

## Experimental study on displacement effect of compound of different molecular weight polymers by NMR

YU Bo<sup>1</sup>, GUO Lanlei<sup>2</sup>, LIU Jingyao<sup>3</sup>, ZHAO Ermeng<sup>3</sup>, LIU Yongge<sup>3</sup>

(1. College of Science, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China;

2. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City,

Shandong Province, 257015, China; 3. School of Petroleum Engineering, China University of

Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

**Abstract:** In order to study the oil displacement effect of compound of different molecular weight polymers, core flooding experiments were carried out by using on-line nuclear magnetic resonance (NMR) imaging technology with 10 million single molecular weight polymer and compounded polymer. According to the NMR  $T_2$  spectrum signal after water flooding stage and polymer flooding stage, the quantitative characterization of the recovery proportion in pore throats of different sizes was performed and analyzed. The results show that by using polymers with same viscosity and cores having similar pore structure, the recovery and the proportion of fluorine oil recovered from the medium- and small-sized pore throats to total oil by compounded polymer are respectively 1.5% and 7.1% higher than those by single molecular weight polymer. The small molecular weight polymer in the compounded polymer has a small volume and can effectively displace the fluorine oil in the medium- and small-sized pore throats, while the large molecular weight polymer also has good displacement effect in large pores. Therefore, compared with the single molecular weight polymers, the compounded polymer can drive oil in a wider pore throat size range, and ultimately achieve better displacement effect.

**Key words:** polymer flooding; polymer molecular weight; compound of different molecular weight polymers; on-line nuclear magnetic resonance; core displacement

收稿日期:2018-05-25。

作者简介:于波(1973—),女,山东牟平人,高级实验师,从事应用物理与油气田开发方面的研究。联系电话:(0546)8395660, E-mail:yubo\_upc@126.com。

通讯作者:赵二猛(1991—),男,河南漯河人,在读博士研究生。联系电话:18866486576, E-mail:zhaoermengnepu@163.com。

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”(2016ZX05011-003)。

目前,中国大多数油田已经进入特高含水中后期,水驱开发效果越来越差<sup>[1-5]</sup>。聚合物驱作为提高采收率的重要方法在大庆、胜利等东部油田开展了大规模的工业化推广应用,动用地质储量约为 $15 \times 10^8$  t,提高采收率10%左右<sup>[6-10]</sup>。聚合物相对分子质量是影响聚合物驱开发效果的重要参数,矿场使用聚合物的相对分子质量不是均一的,而是由不同相对分子质量的聚合物组成的混合物<sup>[11]</sup>。在矿场实际应用中采用单一聚合物还是复配聚合物可取得更好的开发效果尚无定论,众多学者针对该问题开展了相应的实验研究<sup>[12-14]</sup>,主要集中在对2种聚合物的流变性质及岩心驱替实验的研究,尚没有从微观角度揭示单一聚合物和复配聚合物对不同尺寸孔喉中原油动用程度的差异。

近年来,核磁共振成像技术在石油勘探与开发领域的应用越来越广泛<sup>[15]</sup>。在应用于储层岩石孔隙结构评价和室内岩心驱替实验分析时,其优点是可以通过 $T_2$ 谱弛豫时间定量计算岩心孔喉尺寸分布以及不同尺寸孔喉内的原油动用情况<sup>[16-17]</sup>。为此,基于在线核磁共振成像技术,开展单一聚合物及复配聚合物的岩心驱替实验,研究水驱和聚合物驱过程中不同尺寸孔喉内的流体分布,并对各阶段不同尺寸孔喉的氟油动用程度占总动用程度的比例进行量化表征及分析。

## 1 实验条件与方法

### 1.1 实验材料与仪器

实验材料主要包括:人造岩心2块,其尺寸、渗透率和孔隙度基本相同,具体数值见表1;相对分子质量分别为 $300 \times 10^4$ ,  $600 \times 10^4$ ,  $1\ 000 \times 10^4$ ,  $1\ 500 \times 10^4$ 和 $2\ 200 \times 10^4$ 的非疏水缔合聚合物SNF3640D,固含量为94.2%;3M公司生产的氟油,其在大气压、20℃条件下密度为 $1\ 850.0\ \text{kg/m}^3$ ,粘度为 $47.2\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ ;胜利油区模拟地层水,矿化度为 $11\ 703\ \text{mg/L}$ ;此外,还包括由以上5种不同相对分子质量聚合物按照一定比例复配的聚合物,复配聚合物质量浓度为 $1\ 000\ \text{mg/L}$ ,平均相对分子质量为 $1\ 000 \times 10^4$ ,以复配聚合物各相对分子质量聚合物质量浓度方差最小为目标进行优化,可得复配聚合物的具体配方为:相

表1 实验用岩心性质参数

Table1 Properties of core samples used in the experiments

岩心编号	岩心直径/cm	岩心长度/cm	渗透率/mD	孔隙度/%
1 <sup>#</sup>	2.50	5.90	988.51	20.4
2 <sup>#</sup>	2.50	5.82	1 023.02	20.2

对分子质量分别为 $300 \times 10^4$ ,  $600 \times 10^4$ ,  $1\ 000 \times 10^4$ ,  $1\ 500 \times 10^4$ 和 $2\ 200 \times 10^4$ 的单一聚合物质量浓度分别为242.6, 226.8, 206.3, 180.4和143.9 mg/L。

实验仪器主要包括在线核磁共振岩心驱替成像装置、布氏粘度计、IKA磁力搅拌器、HAAKE RS150流变仪、LD4-2型离心机、精密电子天平、高压岩心夹持器、活塞容器、TC-3型单联自控恒温箱等。其中,在线核磁共振岩心驱替成像装置(图1)主要由岩心驱替系统和核磁共振成像装置2部分组成。岩心驱替系统由恒速恒压泵、环压跟踪泵、核磁岩心夹持器、中间容器、回压阀等组成。所用核磁共振成像装置磁场强度为 $(0.3 \pm 0.05)\ \text{T}$ ,仪器主频率为12.8 MHz,磁极为永磁体,直径为374 mm,磁极间隙为300 mm。

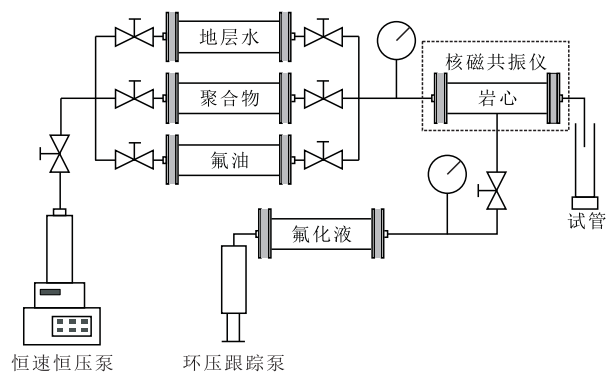


图1 在线核磁共振岩心驱替成像装置示意

Fig.1 Schematic of the on-line NMR core flooding imaging device

### 1.2 在线核磁共振成像技术原理

在线核磁共振成像技术通过核磁共振成像扫描仪使用强磁场、电场梯度扫描待测试样信号,在石油勘探开发行业中,常用于分析储层流体的弛豫时间对储层中的油水分布进行成像<sup>[15]</sup>。核磁共振测试信号来自氢原子,氢原子越多则信号就越强,然而,由于水及原油中均有氢原子,难以区分水相和油相的信号。由于氟油无氢原子,故选用氟油替代原油进行实验,使所测信号均为水相。由于实验中仅水相存在氢原子,故岩心中的剩余油饱和度与核磁共振 $T_2$ 谱信号相关,因此可以通过分析核磁共振 $T_2$ 谱弛豫时间来计算水驱、聚合物驱后剩余油分布的变化并进行对比分析。

$T_2$ 谱弛豫时间与孔喉之间的关系式<sup>[18-19]</sup>为

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad (1)$$

其中

$$\frac{S}{V} = \frac{F_s}{r} \quad (2)$$

式中: $T_2$ 为核磁共振弛豫时间,ms; $\rho_2$ 为由矿

物成分和孔喉的表面性质确定的界面弛豫性参数,  $\mu\text{m}/\text{ms}$ ;  $S/V$  为单位体积孔喉表面积,  $1/\mu\text{m}$ ;  $S$  为孔喉表面积,  $\mu\text{m}^2$ ;  $V$  为孔喉体积,  $\mu\text{m}^3$ ;  $F_s$  为形状因子, 对于球形孔隙, 其值为3;  $r$  为孔喉半径,  $\mu\text{m}$ 。

根据式(1)和式(2)即可建立核磁共振  $T_2$  谱分布与不同孔喉半径之间的关系

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \left( \frac{F_s}{r} \right) \quad (3)$$

图2为典型岩心驱替核磁共振  $T_2$  谱, 根据 GAO 等的研究<sup>[20-21]</sup>, 定义  $T_2 < 10 \text{ ms}$  的孔喉为小尺寸孔喉(孔喉半径小于  $2 \mu\text{m}$ ),  $T_2$  为  $10 \sim 100 \text{ ms}$  的孔喉为中尺寸孔喉(孔喉半径为  $2 \sim 20 \mu\text{m}$ ),  $T_2 > 100 \text{ ms}$  的孔喉为大尺寸孔喉(孔喉半径大于  $20 \mu\text{m}$ )。

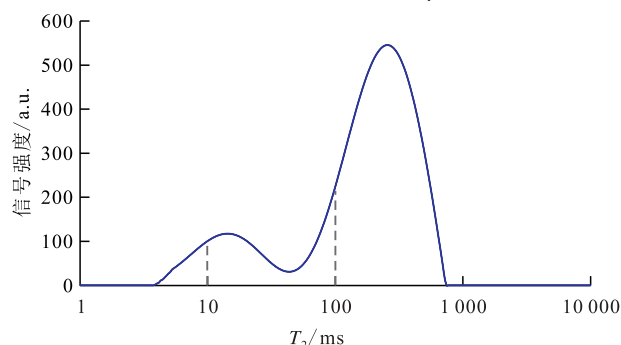


图2 典型岩心驱替核磁共振  $T_2$  谱

Fig.2 Typical NMR  $T_2$  spectrum after core displacement

### 1.3 实验方法

#### 1.3.1 聚合物性能测试

复配聚合物增粘性测试实验步骤为: ①配制质量浓度为  $5\,000 \text{ mg/L}$  的复配聚合物母液, 并由母液稀释配制质量浓度分别为  $1\,000, 1\,500, 2\,000, 2\,500, 3\,000 \text{ mg/L}$  的复配聚合物溶液, 使用 IKA 磁力搅拌器搅拌至混合均匀。②在实验温度为  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  下, 测量杯预热  $10 \text{ min}$ , 测定试样粘度, 记录测试数据。

复配聚合物耐温性测试实验步骤为: ①配制质量浓度为  $5\,000 \text{ mg/L}$  的复配聚合物母液, 稀释至质量浓度为  $2\,000 \text{ mg/L}$ , 使用 IKA 磁力搅拌器搅拌至混合均匀。②在实验温度分别为  $20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 \text{ }^\circ\text{C}$  下, 测量杯预热  $10 \text{ min}$ , 测定试样粘度, 记录测试数据。

#### 1.3.2 岩心驱替在线核磁共振成像实验

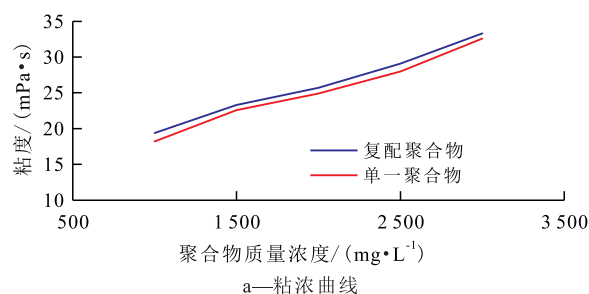
实验步骤为: ①岩心干燥后称重, 进行核磁共振  $T_2$  测试, 获取干燥岩心的  $T_2$  谱。②岩心抽真空后饱和模拟地层水, 称湿重后计算孔隙体积, 进行核磁共振  $T_2$  测试, 获取饱和水岩心的  $T_2$  谱。③以  $0.2 \text{ mL/min}$  的注入速度向岩心中注入  $10 \text{ PV}$  氟油, 老化  $12 \text{ h}$  后进行核磁共振  $T_2$  测试与核磁共振成像, 获取

饱和油岩心的  $T_2$  谱以及纵剖面图像。④以  $0.2 \text{ mL/min}$  的注入速度水驱至出口端含水率为  $95\%$  时停止实验, 进行核磁共振  $T_2$  测试与核磁共振成像, 获取水驱后岩心的  $T_2$  谱以及纵剖面图像。⑤以  $0.2 \text{ mL/min}$  的注入速度进行聚合物驱, 控制出口端含水率为  $98\%$  时停止实验, 进行核磁共振  $T_2$  测试与核磁共振成像, 获取聚合物驱后岩心的  $T_2$  谱以及纵剖面图像。

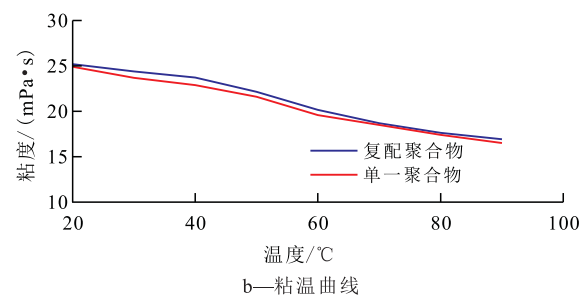
## 2 实验结果与分析

### 2.1 聚合物性能

聚合物溶液的粘度对聚合物驱开发效果有重要影响, 为此, 对复配聚合物与相应条件下相对分子质量为  $1\,000 \times 10^4$  的聚合物溶液的增粘性和耐温性进行了测试。从图3可知, 复配聚合物粘浓、粘温曲线平滑, 在各质量浓度、温度下其粘度与相对分子质量为  $1\,000 \times 10^4$  的单一聚合物溶液的粘度相差不大。因此, 在分析2种聚合物的岩心驱替效果时, 可以排除聚合物粘度对聚合物驱油效果的影响。



a—粘浓曲线



b—粘温曲线

图3 聚合物性能测试曲线

Fig.3 Performance test curve of polymer

### 2.2 岩心孔喉结构

分别获取岩心烘干后和在饱和水条件下的核磁共振  $T_2$  谱, 岩心孔喉结构的  $T_2$  谱即为饱和水和烘干条件下的核磁共振  $T_2$  谱之差。从图4可以看出, 2块岩心的核磁共振  $T_2$  谱形状基本相同、面积相差很小, 由此可得2块岩心具有相似的孔喉结构。因此, 对比2块岩心的驱替效果时可以排除岩心孔喉结构差异的影响。

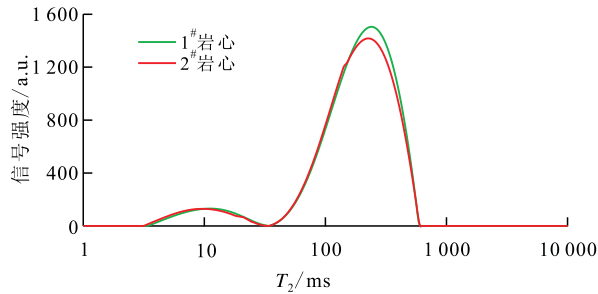


图4 岩心孔喉结构  $T_2$  谱

Fig.4 NMR  $T_2$  spectrum of core pore throat structure

### 2.3 岩心驱替效果

#### 2.3.1 岩心驱替在线核磁共振成像

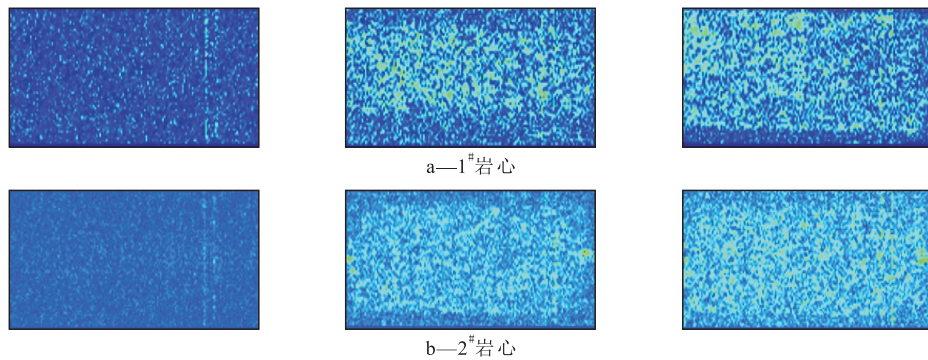
1#岩心水驱后使用相对分子质量为  $1\ 000 \times 10^4$  的单一聚合物进行驱油,其中水驱阶段采出程度为 51.2%,聚合物驱阶段采出程度为 9.9%,总采收率为 61.1%;2#岩心水驱后使用复配聚合物进行驱油,水

驱阶段采出程度与1#岩心大致相等,为 51.8%,而聚合物驱阶段采出程度比1#岩心提高 1.5%,为 11.4%,总采收率为 63.2%。

从2块岩心饱和氟油、水驱阶段结束、聚合物驱阶段结束时纵剖面的核磁共振成像(图5)可以看出:由于氟油无信号,饱和氟油后仅残存束缚水,成像信号弱;水驱阶段结束时,整个岩心中水的信号明显增强,说明已建立有效的驱替系统;聚合物驱阶段结束时信号强度进一步增强,且代表信号的色素块分布密度更大,也更为均匀,说明聚合物溶液进入更多的孔喉中,聚合物驱取得了较好的效果。

#### 2.3.2 不同尺寸孔喉动用程度

1#和2#岩心饱和氟油、水驱阶段结束、聚合物驱阶段结束时的核磁共振  $T_2$  谱(图6)可以看出,在水驱过程中,水会优先将大尺寸孔喉中的氟油驱出,



图片由左到右依次为饱和氟油、水驱阶段结束和聚合物驱阶段结束

图5 1#和2#岩心不同驱替阶段结束时纵剖面的核磁共振成像

Fig.5 NMR-imaging on longitudinal profile of 1# and 2# cores measured after different displacement processes

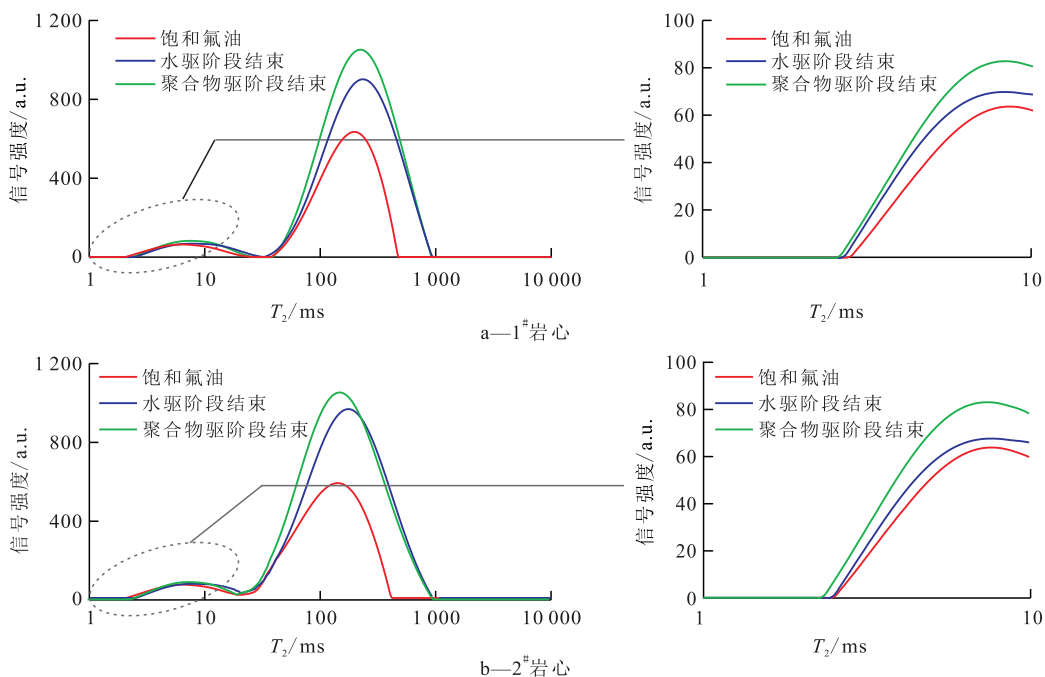


图6 1#和2#岩心不同驱替阶段结束时核磁共振  $T_2$  谱

Fig.6 NMR  $T_2$  spectrums of 1# and 2# cores measured after different displacement processes

中、小尺寸孔喉中氟油的动用程度相对较低;而在聚合物驱阶段,驱替相的流动性受聚合物控制,由于驱替压力增加,中、小尺寸孔喉内的残余油会被较多地驱替出来。

根据图6,分别计算大尺寸、中尺寸和小尺寸孔喉所占面积与水驱阶段、聚合物驱阶段面积的比例,即为不同尺寸孔喉在水驱阶段、聚合物驱阶段的氟油动用程度占总动用程度的比例,从计算结果(表2)可以看出,在水驱阶段2块岩心的大尺寸孔喉对氟油动用程度的占比最大,中、小尺寸孔喉的动用程度占比较小;相比水驱阶段,同一块岩心在聚合物驱阶段中、小尺寸孔喉对氟油动用程度的占比有明显的升高,但大尺寸孔喉的占比有明显的下降。此外,虽然2块岩心具有相似的孔喉结构,且聚合物粘度也基本相同,但由于所使用聚合物种类不同,导致聚合物驱阶段不同岩心氟油动用程度占比存在一定的差别。

表2 不同尺寸孔喉氟油动用程度占总动用程度的比例  
Table2 Recovery proportion of fluorine oil in pore throat with different sizes

岩心 编号	聚合物 类型	驱替 类型	不同尺寸孔喉氟油动用程度 占总动用程度的比例/%		
			小尺寸	中尺寸	大尺寸
1 <sup>#</sup>	单一 聚合物	水驱	2.69	9.17	88.14
		聚合物驱	8.08	27.06	64.86
2 <sup>#</sup>	复配 聚合物	水驱	2.10	11.69	86.21
		聚合物驱	9.87	32.38	57.75

对于使用不同相对分子质量复配聚合物的岩心,其中、小尺寸孔喉中的氟油采出量占总油量的比例比使用单一聚合物高7.1%。这是由于复配聚合物中的小相对分子质量聚合物具有较小的体积,可以有效驱替出中、小尺寸孔喉中的氟油,而大相对分子质量聚合物对大尺寸孔喉中氟油的驱替效果也较好。因此,使用复配聚合物有利于聚合物进入不同尺寸的孔喉中,扩大波及体积,从而取得更好的驱油效果。

### 3 结论

饱和氟油后核磁共振成像信号弱,水驱阶段结束时,水的信号明显增强,聚合物驱阶段结束时信号强度进一步增强,且代表信号的色素块分布密度更大,也更为均匀,说明驱油效果更好。

在2种聚合物粘度基本相同、岩心孔喉结构相近的情况下,聚合物驱阶段使用复配聚合物的岩心

采出程度和中、小尺寸孔喉中氟油采出量占总油量的比例分别比使用单一聚合物高1.5%和7.1%。

复配聚合物中的小相对分子质量聚合物具有较小的体积,可以有效驱替出中、小尺寸孔喉中的剩余油,而大相对分子质量聚合物对大尺寸孔喉中的驱油效果也较好,因此,复配聚合物可以动用更宽尺寸孔喉范围内的氟油,从而比单一聚合物取得更好的驱油效果。

### 参考文献:

- [1] 朱焱,高文彬,李瑞升,等.变流度聚合物驱提高采收率作用规律及应用效果[J].石油学报,2018,39(2):189-200,246.  
ZHU Yan, GAO Wenbin, LI Ruisheng, et al. Action laws and application effect of enhanced oil recovery by adjustable-mobility polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(2): 189-200, 246.
- [2] 李爱芬,宋浩鹏,谢昊君.聚合物驱不可及孔隙体积对渗流规律的影响[J].油气地质与采收率,2016,23(2):70-75.  
LI Aifen, SONG Haopeng, XIE Haojun. Influence of inaccessible pore volume on seepage law of polymer flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 70-75.
- [3] 赵林,姜汉桥,李俊键,等.基于流线的聚合物驱热降解数值模拟[J].油气地质与采收率,2016,23(6):76-81.  
ZHAO Lin, JIANG Hanqiao, LI Junjian, et al. Numerical simulation study of thermal degradation in polymer flooding based on streamlines [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 76-81.
- [4] 贾玉琴,郑明科,杨海恩,等.长庆油田低渗透油藏聚合物微球深部调驱工艺参数优化[J].石油钻探技术,2018,46(1):75-82.  
JIA Yuqin, ZHENG Mingke, YANG Haien, et al. Optimization of operational parameters for deep displacement involving polymer microspheres in low permeability reservoirs of the Changqing Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 75-82.
- [5] 未志杰,康晓东,何春百,等.海上稠油聚合物驱交替注入参数优化研究[J].特种油气藏,2018,25(1):78-84.  
WEI Zhijie, KANG Xiaodong, HE Chunbai, et al. Alternating injection parameter optimization of polymer flooding in offshore heavy-oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(1): 78-84.
- [6] 张雪玲.大庆油田二类油层聚合物驱产油量模型应用[J].特种油气藏,2016,23(2):128-131.  
ZHANG Xueling. Polymer flooding production forecast model application in Class II Reservoir of Daqing Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 128-131.
- [7] 李斌会,余昭艳,李宜强,等.聚合物驱相对渗透率曲线测定方法研究进展[J].大庆石油地质与开发,2017,36(4):79-86.  
LI Binhui, YU Zhaoyan, LI Yiqiang, et al. Research progress on the testing method of the relative permeability curves for the polymer flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(4): 79-86.

- [8] 季岩峰,曹绪龙,郭兰磊,等.聚合物疏水单体与表面活性剂对聚/表二元体系聚集体的作用[J].油气地质与采收率,2016,23(4):95-101.  
JI Yanfeng, CAO Xulong, GUO Lanlei, et al. Influence of hydrophobic groups of polymer and surfactant on aggregation of polymer/surfactant binary system [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 95-101.
- [9] 谭锋奇,许长福,王晓光,等.砾岩油藏水驱与聚合物驱微观渗流机理差异[J].石油学报,2016,37(11):1 414-1 427.  
TAN Fengqi, XU Changfu, WANG Xiaoguang, et al. Differences in microscopic porous flow mechanisms of water flooding and polymer flooding for conglomerate reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(11): 1 414-1 427.
- [10] 王业飞,黄勇,孙致学,等.聚合物驱数值模拟参数敏感性研究[J].油气地质与采收率,2017,24(1):75-79.  
WANG Yefei, HUANG Yong, SUN Zhixue, et al. Study on sensitivities of numerical simulation parameters in polymer flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 75-79.
- [11] 冯茹森,郭拥军,张新民,等.疏水缔合聚合物分子量分布曲线的测定[J].高分子学报,2016,(5):621-627.  
FENG Rusen, GUO Yongjun, ZHANG Xinmin, et al. Determination of molecular weight distribution curves of hydrophobically associated water-soluble polymers [J]. Acta Polymerica Sinica, 2016, (5): 621-627.
- [12] 李建冰,卢祥国,张跃,等.宽相对分子质量分布聚合物溶液性能及驱油效果研究[J].油田化学,2012,29(1):38-42.  
LI Jianbing, LU Xiangguo, ZHANG Yue, et al. Experimental study on performance of polymer solution with broad molecular weight distribution and flooding effect [J]. Oilfield Chemistry, 2012, 29(1): 38-42.
- [13] 刘婷婷.大庆萨中油田宽分子聚合物驱油效果研究[J].石油地质与工程,2009,23(3):115-118.  
LIU Tingting. Flooding effect of wide molecule polymer in Sa-zhong oilfield, Daqing [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2009, 23(3): 115-118.
- [14] 钱彧.大庆油田北一二排西部二类油层宽分子量分布聚合物驱油效果研究[J].石油工业计算机应用,2006,14(3):29-31.  
QIAN Yu. Research on II type reservoir wide molecular weight distributed polymeric compound oil driving effect in the west of northern one two line of Daqing oilfield [J]. Computer Applications of Petroleum, 2006, 14(3): 29-31.
- [15] 狄勤丰,张景楠,华帅,等.聚合物-弱凝胶调驱核磁共振可视化实验[J].石油勘探与开发,2017,44(2):270-274.  
DI Qin Feng, ZHANG Jingnan, HUA Shuai, et al. Visualization experiments on polymer-weak gel profile control and displacement by NMR technique [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 270-274.
- [16] 高辉,王小鹏,齐银.特低渗透砂岩的核磁共振水驱油特征及其影响因素——以鄂尔多斯盆地延长组为例[J].高校地质学报,2013,19(2):364-372.  
GAO Hui, WANG Xiaopeng, QI Yin. Characteristics of NMR water displacing oil and influencing factors in extra-low permeable sandstones: taking the Yanchang Group in Ordos Basin as an example [J]. Geological Journal of China Universities, 2013, 19(2): 364-372.
- [17] 李海波,郭和坤,刘强,等.致密油储层水驱油核磁共振实验研究[J].中南大学学报:自然科学版,2014,45(12):4 370-4 376.  
LI Haibo, GUO Hekun, LIU Qiang, et al. NMR experimental study of water displacing oil of tight oil reservoir [J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2014, 45(12): 4 370-4 376.
- [18] AUSBROOKS R, HURLEY N F, MAY A, et al. Pore-size distributions in vuggy carbonates from core images, NMR, and capillary pressure [C]. Houston: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, 1999.
- [19] LIU Zheyu, LI Yiqiang, CUI Minghui, et al. Pore-scale investigation of residual oil displacement in surfactant-polymer flooding using nuclear magnetic resonance experiments [J]. Petroleum Science, 2016, 13(1): 91-99.
- [20] GAO Hui, LIU Yueliang, ZHANG Zhang, et al. Impact of secondary and tertiary floods on microscopic residual oil distribution in medium-to-high permeability cores with NMR technique [J]. Energy & Fuels, 2015, 29(8): 4 721-4 729.
- [21] YANG Ping, GUO Hekun, YANG Daoyong. Determination of residual oil distribution during waterflooding in tight oil formations with NMR relaxometry measurements [J]. Energy & Fuels, 2013, 27(10): 5 750-5 756.

编辑 刘北羿