

## 聚合物微球粒径与喉道匹配性研究

蒲万芬<sup>1,2</sup>,赵帅<sup>1,2\*</sup>,王亮亮<sup>1,2</sup>,梅子来<sup>1,2</sup>,冯天<sup>3</sup>,魏兵<sup>1,2</sup>

(1.西南石油大学石油与天然气工程学院,四川成都610500;2.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都610500;3.中国石油辽河油田分公司勘探开发研究院,辽宁盘锦124000)

**摘要:**为实现对强非均质性油藏的控水增油,采用实验室自制聚合物微球PM1的微观形貌及粒度分布进行评价;通过岩心压汞法对岩心喉道分布进行测试,开展一系列岩心物理模拟驱替实验,并以粒度累积分布曲线上25%,50%和75%所对应的聚合物微球颗粒直径与平均喉道直径的比值作为匹配系数,综合研究聚合物微球粒径与喉道的匹配性。研究表明:聚合物微球PM1为微米级圆球状凝胶颗粒;由高才尼公式和岩心压汞法获得的平均喉道直径的差距较大。聚合物微球在不同匹配系数条件下的运移与封堵模式可划分为完全封堵、高效封堵、低效封堵和顺利运移。对于主要目的是实现近井地带调剖的油藏,应优先考虑高效封堵模式对应的匹配系数范围;若主要目的是实现微球深部调驱,应首先考虑低效封堵模式对应的匹配系数范围,从而筛选出适宜的聚合物微球粒径。与高才尼公式计算结果相比,岩心压汞法测试结果能更准确地反映岩心喉道分布,因此建议在实际措施中,应重点考虑岩心压汞法对应的匹配系数范围。

**关键词:**聚合物微球 喉道分布 匹配性 运移与封堵模式 匹配系数

中图分类号:TE357.46\*1

文献标识码:A

## Investigation into the matching between the size of polymer microspheres and pore throats

PU Wanfen<sup>1,2</sup>, ZHAO Shuai<sup>1,2</sup>, WANG Liangliang<sup>1,2</sup>, MEI Zilai<sup>1,2</sup>, FENG Tian<sup>3</sup>, WEI Bing<sup>1,2</sup>

(1.College of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 3.Exploration & Development Research Institute, Liaohe Oilfield Company, Panjin City, Liaoning Province, 124000, China)

**Abstract:** In order to achieve water control and oil increment in the highly heterogeneous reservoirs, the micromorphology and size distribution of polymer microspheres PM1 prepared in the laboratory were firstly evaluated. Then the pore throat size distribution of cores was tested via mercury intrusion method and a series of core flooding experiments were carried out coupled with matching coefficients (the ratio of particle diameter corresponding to 25%, 50% and 75% in the cumulative size distribution curve to average pore throat size) to investigate the matching between the size of polymer microspheres and pore throat. The results show that polymer microspheres PM1 were micron-sized spherical gel particles. Discrepancies exist in the average pore throat size obtained from Kozeny theory equation and mercury intrusion method. The migration and plugging modes of polymer microspheres under varying matching coefficients can be divided into complete plugging, high-efficiency plugging, low-efficiency plugging and smooth pass. For reservoirs aiming at near-wellbore profile control, the matching coefficient range corresponding to the high-efficiency plugging mode should be taken into account at first. For reservoirs aiming at depth profile control and oil displacement, the matching coefficient range corresponding to the low-efficiency plugging mode should be used to determine the optimal microspheres size. Compared with the computed results

收稿日期:2018-03-12。

作者简介:蒲万芬(1961—),女,四川南充人,教授,博导,从事提高采收率技术与理论研究。联系电话:13880551801,E-mail:puwanfenswpu@163.com。

\*通讯作者:赵帅(1991—),男,在读博士研究生。联系电话:18782954095,E-mail:zs77816@163.com。

基金项目:国家“973”计划“陆相致密油高效开发基础研究”(2015CB250904)。

based on Kozeny theory equation, the measurements based on mercury intrusion method can reflect the pore throat size distribution more accurately. Therefore, in the actual application, we suggest that more focus should be put on the matching coefficient range based on mercury intrusion method.

**Key words:** polymer microspheres; pore throat distribution; matching; migration and plugging modes; matching coefficients

中国大部分油田已进入高含水开发期,油层非均质性强,采收率较低,因此,对油田实施高效的调驱技术是十分重要的<sup>[1-3]</sup>。近年来,胶态分散胶(CDG)<sup>[4-6]</sup>、预交联凝胶颗粒(PPG)<sup>[7-10]</sup>和聚合物微球<sup>[11-13]</sup>等凝胶颗粒调驱技术引起重视。矿场试验表明,凝胶颗粒粒径与喉道尺寸的匹配性难以控制,当凝胶颗粒粒径较大时,往往仅对水井附近的油层起封堵作用,水会很快绕流,再次进入高渗透层,其深部调驱作用受限;当凝胶颗粒粒径较小时,其调剖效果受限,优势渗流通道易再次发生窜流<sup>[14]</sup>。为此,张增丽等进行了大量的物理模拟实验来研究PPG在裂缝中的运移,发现随着裂缝宽度的增加,PPG的注入压力和阻力系数均增加<sup>[15]</sup>。COSTE等发现低强度的凝胶颗粒更易运移至地层深部,并将运移类型分为通过、破碎通过和堵塞等类型<sup>[16]</sup>。YAO等通过一系列的填砂管实验得出聚合物微球粒径与岩心平均喉道直径之比约为1.35~1.55时,两者匹配性好(封堵率大于85%)<sup>[17]</sup>。李东旭等认为在实际油藏应用中,凝胶颗粒型堵剂的直径为地层平均喉道直径的1/3~2/3时较为合适<sup>[18]</sup>。这些研究均表明关于聚合物微球粒径与喉道直径的匹配性研究所得结论仍存在着较大的差异,且缺乏量化的聚合物微球粒径与喉道直径的匹配关系。为此,笔者首先评价了聚合物微球的基本性能,分别基于高才尼公式计算和岩心压汞法测试获得岩心平均孔喉直径;然后根据各岩心注入压力特征曲线和调驱特征参数,并以 $\alpha$ 、 $\beta$ 和 $\gamma$ 作为匹配系数,建立量化的聚合物微球粒径与喉道直径的匹配关系。将微球在不同匹配系数下的运移与封堵模式划分为完全封堵、高效封堵、低效封堵和顺利运移。实际应用中,在获知油藏优势通道的平均喉道直径后,可根据获得的匹配系数范围,优选出符合要求的聚合物微球粒径。

## 1 实验器材与方法

### 1.1 实验器材

**实验材料** 实验材料主要包括:大港油区官104区块注入水,总矿化度约为25 000 mg/L,实验室内采用反相乳液聚合法自制的聚合物微球PM1;人

造砂岩岩心半径为3.8 cm,长度为7.5 cm,其他参数见表1。

表1 人造砂岩岩心物性参数  
Table 1 Physical parameters of artificial sandstone cores

岩心 编号	孔隙 度/%	水测渗透 率/mD	平均喉道半径/ $\mu\text{m}$	
			高才尼公式计算	岩心压汞法测试
1	16.7	382.0	4.28	13.63
2	17.9	570.7	5.05	16.42
3	18.9	2 720.7	10.72	39.67
4	26.1	6 629.1	14.26	55.73
5	29.3	12 539.9	18.40	70.19

**实验装置** 实验装置主要包括:Leica DMLB2光学显微镜、Mastersize APA2000激光粒度仪、美国康塔公司Pore Master60高压压汞仪和DGM-III型多功能岩心驱替装置等。

### 1.2 实验方法

**岩心喉道分布测试** 关于凝胶颗粒粒径与喉道的匹配性研究中,诸多学者采用高才尼公式来近似求解岩心的平均喉道半径<sup>[17, 19-20]</sup>,该实验中将同块岩心钻切成2部分:一部分(半径为2.5 cm,长度为2.5 cm)用于压汞实验,以获得更精确的岩心喉道分布,另一部分(半径为2.5 cm,长度为5 cm)用于后续的岩心驱替实验。实验步骤主要包括:①岩样清洗与烘干。②岩样孔隙体积判定。③岩样置入岩样管,密封。④岩样管放置于低压站,密封后进行低压分析,主要完成密封性检查、抽真空、注汞,建立初始压力,完成初始压力至0.17 MPa的低压压汞分析。⑤将低压分析的岩样置入高压站,设置高压压汞参数,定速高压压汞,完成进汞压力为0.17~200 MPa的高压压汞分析。⑥合并低压与高压分析曲线,得到全压力压汞曲线。⑦数据处理,完成所需要喉道大小的柱状频率分布图等结果。

**岩心驱替实验** 实验步骤主要包括:①按照图1连接实验设备,测定岩心渗透率。②进行水驱,驱替量为0.5 PV。③转注质量分数为0.3%聚合物微球体系(常温下注入水中,老化7 d)。④当微球驱过程中压力相对稳定时,转后续水驱。⑤在后续水驱过程中压力稳定后,停止实验。记录各阶段的压力变化,实验温度为常温。驱替流速均为0.5 mL/min。

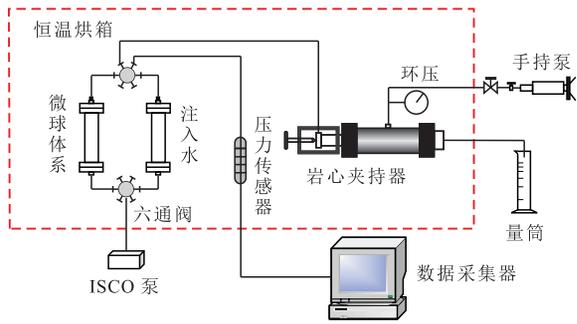


图1 岩心驱替实验流程

Fig.1 Schematic diagram of the core displacement apparatus

## 2 实验结果与分析

### 2.1 岩心喉道分布

由喉道半径的柱状频率分布(图2)可知,不同岩心喉道半径呈近正态且集中分布,这表明所用人工岩心均质性较强。因此,用平均喉道直径能够较为准确地反映岩心喉道大小。由高才尼公式计算和岩心压汞法测试获得的平均喉道半径存在较大的差异(表1)。部分学者通过大量的实验,得出当凝胶颗粒粒径(基于高才尼公式)与平均喉道直径相近时,两者匹配性好<sup>[17,21]</sup>。也有部分学者认为凝胶颗粒直径为地层平均喉道直径的1/3左右(三分之一架桥理论)较为合适<sup>[18,22]</sup>。

### 2.2 聚合物微球性能评价

采用Leica DMLB2光学显微镜观察聚合物微球分散在注入水中的初始微观形貌,将聚合物微球分散到水中,滴加少许聚合物微球溶液到载玻片,盖上盖玻片调节载物台和焦距,使目镜中看到清晰的图像。该聚合物微球为球形且圆球度较好,能够均匀地分散在注入水中(图3)。采用Mastersize APA2000激光粒度仪测试聚合物微球在常温下注入水中,水化膨胀7 d(膨胀已均衡)的粒度分布(图4),发现聚合物微球粒径主要分布在6.558( $d_{25}$ )~64.646  $\mu\text{m}$ ( $d_{75}$ ),中值粒径 $d_{50}$ 为18.286  $\mu\text{m}$ 。

### 2.3 聚合物微球注入性与封堵性研究

#### 2.3.1 岩心驱替实验

综合各岩心注入压力特征曲线(图5)和调驱特征参数(表2)分析认为,随着聚合物微球注入量的增加,1#岩心注入压力急剧上升。表明与聚合物微球粒径相比,岩心喉道直径过小,大量的聚合物微球滞留在岩心端面。2#和3#岩心注入压力随着聚合物微球的注入而明显增加,表明颗粒能够对孔喉形成封堵;之后压力出现波动式下降趋势,说明在一定的压差下,聚合物微球能够弹性变形,通过喉

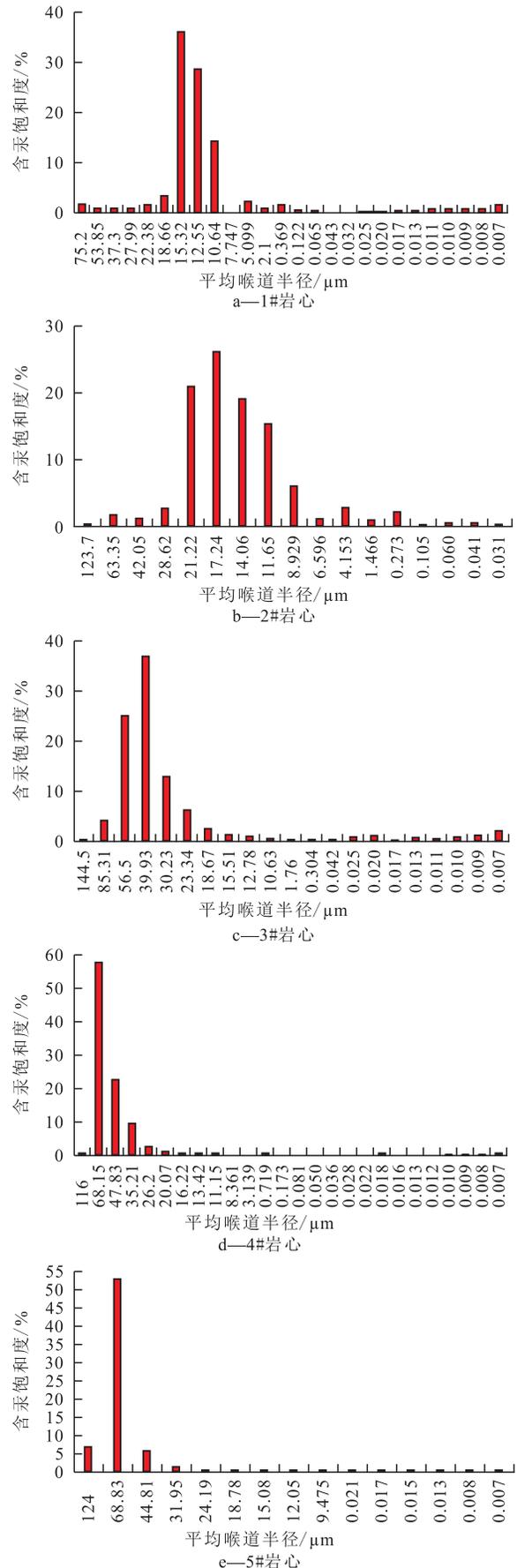


图2 不同岩心喉道半径的柱状频率分布

Fig.2 Frequency distribution histogram of pore throat size of cores

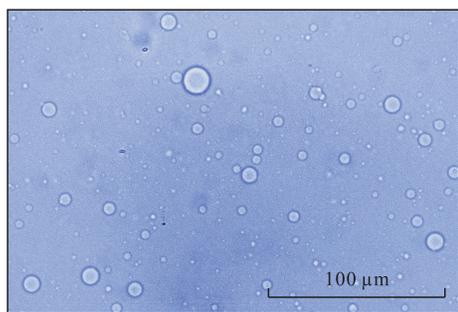


图3 聚合物微球分散在注入水中的微观形貌

Fig.3 Micromorphology of polymer microspheres dispersed in the injection water

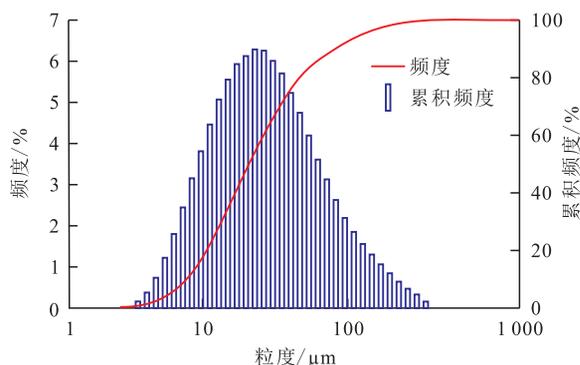


图4 聚合物微球分散在注入水中的粒度分布

Fig.4 Particle size distribution of polymer microspheres dispersed in the injection water

道继续向岩心深部运移,直至下一次封堵、突破、再封堵、再突破等<sup>[12,23]</sup>。转注水后,压力有所下降并最终趋势平稳,这是由于聚合物微球倾向于进入低阻力高渗透通道,因而逐渐地增加该通道的流动阻力,使得流动阻力分布场发生变化,并最终趋于一个平稳状态<sup>[11,24]</sup>。与2#和3#岩心相比,4#和5#岩心在聚合物微球驱过程中,压力上升幅度明显减小,其阻力系数分别为10.56和7.5,表明聚合物微球在该喉道直径分布范围内的岩心中运移性增强;5#岩心注入压力下降幅度明显,其封堵率仅为14.29%,远小于2#至4#岩心的封堵率(99.29%,80.5%和48.57%)。

### 2.3.2 聚合物微球粒径与喉道直径匹配关系的建立

为定量分析聚合物微球颗粒粒径和岩石孔喉直径的关系,定义了3个匹配系数分别为 $\alpha=d_{25}/d$ , $\beta=d_{50}/d$ , $\gamma=d_{75}/d$ ,其中 $\alpha$ 、 $\beta$ 和 $\gamma$ 分别为粒度累积分布曲线上(图4)25%、50%和75%所对应的聚合物微球颗粒直径与平均喉道直径的比值。基于聚合物微球在各岩心中的压力变化情况(图5)及相应的调驱特征参数(表2),将聚合物微球在不同匹配系数下的运移与封堵模式划分为完全封堵、高效封堵、低效封堵和顺利运移。表3列出了不同运移与封堵模式下分别基于高才尼公式和岩心压汞法所对应的匹配

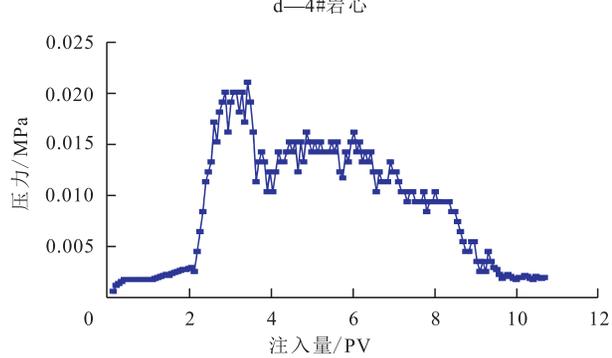
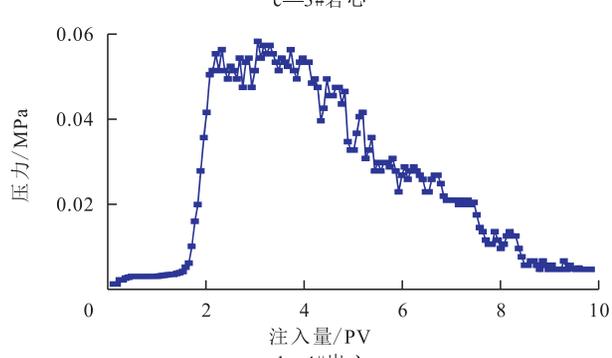
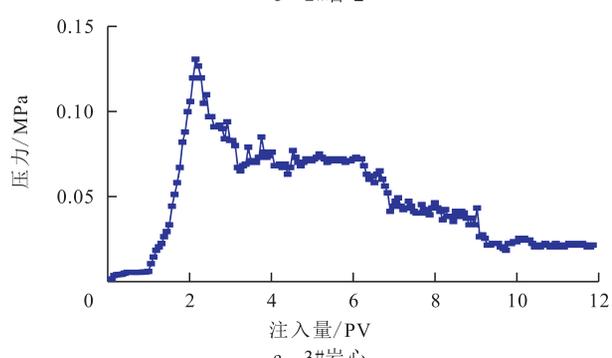
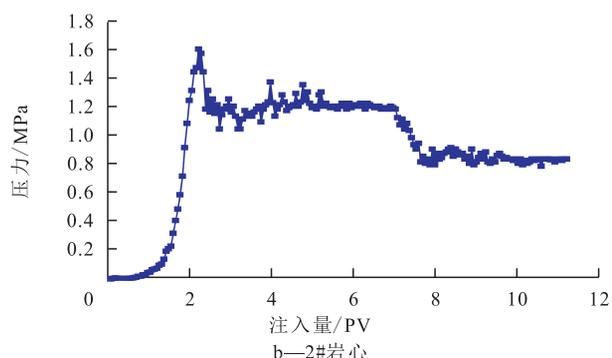
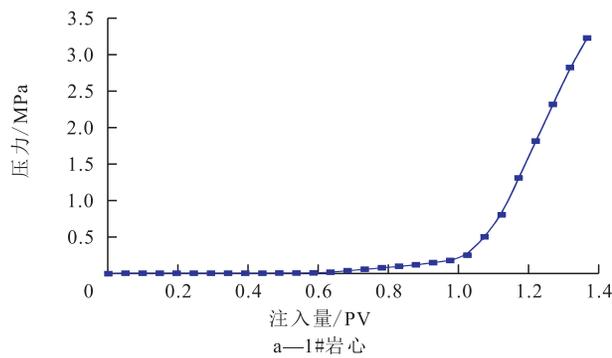


图5 注入压力特征曲线

Fig.5 Characteristic curves of the injection pressure

表2 匹配系数及调驱特征参数

Table2 Matching coefficients and characteristic parameters of profile control and oil displacement

岩心 编号	高才尼公式			岩心压汞法			调驱特征参数		
	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	阻力 系数	残余阻 力系数	封堵 率/%
1#	0.766	2.136	7.552	0.241	0.671	2.371			
2#	0.649	1.810	6.401	0.200	0.557	1.969	198.33	140	99.29
3#	0.306	0.853	3.015	0.083	0.230	0.815	18.21	5.14	80.5
4#	0.230	0.641	2.267	0.059	0.164	0.580	10.56	1.94	48.57
5#	0.178	0.497	1.757	0.047	0.130	0.461	7.5	1.17	14.29

系数范围。以岩心压汞法所对应的匹配系数范围为例,分4种情况:①当 $\alpha > 0.2, \beta > 0.56, \gamma > 1.97$ 时,聚合物微球的运移与封堵模式为完全封堵。②当 $\alpha < 0.05, \beta < 0.13, \gamma < 0.46$ 时,聚合物微球的运移与

封堵模式为顺利运移。实际应用中,应尽量避免上述2种模式的出现。③对于非均质性较强且主要应用于近井地带调剖的油藏,应优先考虑高效封堵模式对应的匹配系数范围( $0.08 < \alpha < 0.2, 0.23 < \beta < 0.56, 0.82 < \gamma < 1.97$ )。④对于主要目的是实现聚合物微球深部调驱的油藏,应首先选择低效封堵模式对应的匹配系数范围,即 $0.05 < \alpha < 0.08, 0.13 < \beta < 0.23, 0.46 < \gamma < 0.82$ ,聚合物微球既可以在注入初期有效地进行剖面调整,又可以运移到深部,提高注入压力,实现深部液流转向。此外,还可以发现高效封堵型对应的 $0.85 < \beta < 1.81$ (基于高才尼公式)与部分学者<sup>[12,17]</sup>得到的适宜匹配系数范围接近;而高效封堵型对应的 $0.23 < \beta < 0.56$ (基于岩心压汞法)符合实际应用中颗粒型堵剂的三分之一架桥理论。

表3 聚合物微球颗粒粒径与孔喉匹配关系

Table3 Matching between the size of polymer microspheres and pore throats

运移与封堵模式	高才尼公式			岩心压汞法		
	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
完全封堵	> 0.65	> 1.81	> 6.4	> 0.2	> 0.56	> 1.97
高效封堵	0.31~0.65	0.85~1.81	3.02~6.4	0.08~0.2	0.23~0.56	0.82~1.97
低效封堵	0.18~0.31	0.5~0.85	1.76~3.02	0.05~0.08	0.13~0.23	0.46~0.82
顺利运移	< 0.18	< 0.5	< 1.76	< 0.05	< 0.13	< 0.46

实际应用中,在获知油藏优势运移通道的喉道分布后,可根据上述提供的匹配系数范围,优选符合要求的聚合物微球粒径。同时,认为岩心压汞法更能准确地反映岩心喉道分布,因此建议在实际措施中,应重点考虑基于岩心压汞法所对应的匹配系数范围,来优选聚合物微球粒径。

### 3 结论

聚合物微球PM1为圆球状凝胶颗粒,能够均匀地分散在水中。常温下PM1在注入水中水化膨胀均衡后,其粒径集中分布在 $6.558(d_{25}) \sim 64.646 \mu\text{m}$ ( $d_{75}$ ),中值粒径 $d_{50}$ 为 $18.286 \mu\text{m}$ 。人造岩心均质性较强,喉道分布集中,用平均喉道直径能够较为准确地反映岩心喉道大小。由高才尼公式计算和岩心压汞法获得的岩心平均喉道直径存在较大差异。岩心压汞法测试结果更能准确地反映岩心喉道分布情况。

通过对注入压力曲线和调驱特征参数的分析,并以 $\alpha=d_{25}/d, \beta=d_{50}/d, \gamma=d_{75}/d$ 作为匹配系数,建立了量化的聚合物微球粒径与喉道直径的匹配关系。将聚合物微球在不同匹配系数下的运移与封堵模式划分为完全封堵、高效封堵、低效封堵和顺利运

移。实际应用中,若主要目的是实现近井地带调剖,应优选考虑高效封堵模式对应的匹配系数范围,从而筛选出适宜的聚合物微球粒径;若主要目的是实现微球深部调驱,应首先考虑低效封堵模式对应的匹配系数范围,在这种情况下,聚合物微球可以运移至地层深部,提高注入压力,实现深部液流转向,大幅提高采收率。在实际措施中,应重点考虑基于岩心压汞法对应的匹配系数范围,从而优选聚合物微球粒径。

#### 参考文献:

- [1] 王晓超,沈思,王锦林,等.渤海S油田聚合物驱剩余油分布规律研究[J].特种油气藏,2016,23(3):102-105.  
WANG Xiaochao, SHEN Si, WANG Jinlin, et al. Remaining oil distribution of polymer flooding in Bohai S oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3): 102-105.
- [2] 盛湘,陈祥,章新文,等.中国陆相页岩油开发前景与挑战[J].石油实验地质,2015,37(3):267-271.  
SHENG Xiang, CHEN Xiang, ZHANG Xinwen, et al. Prospects and challenges of continental shale oil development in China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 267-271.
- [3] 宋振响,陆建林,周卓明,等.常规油气资源评价方法研究进展与发展方向[J].中国石油勘探,2017,22(3):21-31.  
SONG Zhenxiang, LU Jianlin, ZHOU Zhuoming, et al. Research

- progress and future development of assessment methods for conventional hydrocarbon resources [J].China Petroleum Exploration, 2017, 22(3): 21-31.
- [4] BJØRSVIK M, HØILAND H, SKAUGE A. Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions [J]. Colloids & Surfaces A: Physicochemical & Engineering Aspects, 2008, 317(1/3): 504-511.
- [5] AL-IBADI A, CIVAN F. Experimental study of gel particles transport through porous media [C]. Mexico: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2012.
- [6] SPILDO K, SKAUGE A, SKAUGE T. Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods [C]. Tulsa: SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010.
- [7] BAI B, HUANG F, LIU Y, et al. Case study on preformed particle gel for in-depth fluid diversion [C]. Tulsa: SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2008.
- [8] BAI B, MISSOURI-ROLLA U O, Liu Y, et al. Preformed particle gel for conformance control: transport mechanism through porous media [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 10(2): 176-184.
- [9] WU Y S, BAI B. Modeling particle gel propagation in porous media [C]. Denver: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2008.
- [10] BAI B, LI Liang, LIU Yu. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 10(4): 415-422.
- [11] 张鹏, 贾振福, 周成裕, 等. 调驱用聚合物微球存在的两个问题及其对策 [J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(4): 95-100.  
ZHANG Peng, JIA Zhenfu, ZHOU Chengyu, et al. Two existing problems and countermeasures for the profile controlling and flooding polymer microsphere [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(4): 95-100.
- [12] LIN M, ZHANG G, HUA Z, et al. Conformation and plugging properties of crosslinked polymer microspheres for profile control [J]. Colloids & Surfaces A: Physicochemical & Engineering Aspects, 2015, 477: 49-54.
- [13] YAO C, LEI G, CATHLES L M, et al. Pore-scale investigation of micron-size polyacrylamide elastic microspheres (MPEMs) transport and retention in saturated porous media [J]. Environmental Science & Technology, 2014, 48(9): 5 329-5 335.
- [14] 张增丽, 雷光伦, 刘兆年, 等. 聚合物微球调驱研究 [J]. 新疆石油地质, 2007, 28(6): 749-751.  
ZHANG Zengli, LEI Guanglun, LIU Zhaonian, et al. A study on profile modification by polymer microsphere injection [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(6): 749-751.
- [15] BAI B, ZHANG H. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow [J]. SPE Journal, 2011, 16(2): 388-400.
- [16] COSTE J P, LIU Y, BAI B, et al. In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. Laboratory study and pilot testing [C]. Tulsa: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 2000.
- [17] YAO C, LEI G, LI L, et al. Selectivity of pore-scale elastic microspheres as a novel profile control and oil displacement agent [J]. Energy & Fuels, 2012, 26(8): 5 092-5 101.
- [18] 李东旭, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 预交联颗粒调堵性能及粒径与孔隙匹配研究 [J]. 石油化工高等学校学报, 2010, 23(2): 25-28.  
LI Dongxu, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. Research on profile control and water shut-off performance of pre-crosslinked gel particles and matching relationship between particle and pore size [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2010, 23(2): 25-28.
- [19] 王涛, 肖建洪, 孙焕泉, 等. 聚合物微球的粒径影响因素及封堵特性 [J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(4): 80-82.  
WANG Tao, XIAO Jianhong, SUN Huanquan, et al. Study on the size influence factors and the plugging properties of polymer microspheres [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(4): 80-82.
- [20] 雷光伦, 李文忠, 贾晓飞, 等. 孔喉尺度弹性微球调驱影响因素 [J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(2): 41-43.  
LEI Guanglun, LI Wenzhong, JIA Xiaofei, et al. Study of influencing factors on pore-scale elastic microspheres flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2): 41-43.
- [21] 朱强娟. 反相乳液聚合法调剖—驱油微球的研制与评价 [D]. 成都: 西南石油大学, 2015.  
ZHU Qiangjuan. Synthesis of microsphere for profile control and oil displacement via inverse emulsion polymerization and its evaluation [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [22] 赵修太, 陈泽华, 陈文雪, 等. 颗粒类调剖堵水剂的研究现状与发展趋势 [J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(4): 105-112.  
ZHAO Xiutai, CHEN Zehua, CHEN Wenxue, et al. The current research situation and development trend of particle profile-control plugging agents [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(4): 105-112.
- [23] 蒲万芬, 赵帅, 袁成东, 等. 耐温抗盐聚合物微球/表面活性剂交替段塞调驱实验研究 [J]. 油气藏评价与开发, 2016, 6(4): 69-73.  
PU Wanfen, ZHAO Shuai, YUAN Chengdong, et al. Profile control by alternating slugs of polymeric microsphere and surfactant under the condition of high temperature and high salinity [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2016, 6(4): 69-73.
- [24] 娄钰. 纳微米聚合物颗粒分散体系非匀相渗流理论研究 [D]. 北京: 北京科技大学, 2015.  
LOU Yu. Heterogeneous flow of nano/micron polymer-particle dispersion system in porous media [D]. Beijing: University of Science and Technology Beijing, 2015.