

文章编号:1009-9603(2020)06-0130-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.06.016

纳米聚合物微球对高渗透介质封堵 效果评价及作用机理

刘娅菲^{1,2}, 杨静雯³, 姚婷玮¹, 周德胜^{1,2}, 陈硕思⁴

(1.西安石油大学石油工程学院,陕西西安710065; 2.陕西省油气田特种增产技术重点实验室,陕西西安710065;
3.中国石油长庆油田分公司第二采油厂,甘肃庆阳745100; 4.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015)

摘要:纳米聚合物微球尺寸小、性质稳定、形变能力好,可以运移至油藏深部进行调驱从而有效扩大波及面积,提高注水开发效率。为明晰纳米聚合物微球在高渗透层的封堵性能,利用支撑剂裂缝评价系统模拟高渗透通道,在不同实验条件下注入具有不同质量浓度和粒径的纳米聚合物微球,通过注入微球前后渗透率变化评价和分析其对高渗透层的封堵效果。实验结果表明:纳米聚合物微球能够封堵高渗透层;增加驱替流量不利于微球封堵,闭合压力与封堵效果呈波动变化关系,纳米聚合物微球溶液质量浓度和粒径与封堵效果未呈现明显的线性关系而是存在最优值。对实验参数进行主控因素分析后得到驱替流量对纳米聚合物微球封堵效果影响最大,闭合压力次之;而纳米聚合物微球溶液质量浓度和粒径影响相对较小。

关键词:纳米聚合物微球;高渗透介质;导流能力;封堵机理;主控因素;驱油效果

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

Investigation and analysis on the plugging performance of nanoscale polymer microspheres on high-permeability porous media

LIU Yafei^{1,2}, YANG Jingwen³, YAO Tingwei¹, ZHOU Desheng^{1,2}, CHEN Shuosi⁴

(1.College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China; 2.Shaanxi Key Laboratory of Advanced Stimulation Technology for Oil & Gas Reservoirs, Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China; 3.No.2 Oil Production Plant of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Qingyang City, Gansu Province, 745100, China; 4.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Owing to small size, stable property, and good deformation capacity, nanoscale polymer microspheres can migrate into deep formation to enlarge the swept area, thus enhancing waterflooding efficiency. To comprehend the plugging performance of nanoscale polymer microspheres on high-permeability layers, we used the propped fracture evaluation system to simulate the high-permeability channels and injected the solutions of nanoscale polymer microspheres with varying concentrations and particle sizes in different conditions. We analyzed and evaluated the plugging performance of these microspheres on the high-permeability layers according to the change in permeability before and after the injection. As a result, nanoscale polymer microspheres could plug the high-permeability layers. A higher injection rate led to lower plugging performance. As the closing pressure increased, the plugging performance fluctuated. No distinct linear relation was observed between the plugging performance and concentration or particle size of nanoscale polymer microspheres. Instead, concentration and particle size brought about corresponding optimal values of plugging performance. Analysis of dominant factors showed that the injection rate had the greatest influence, followed by closing pressure, and then concentration and particle size of nanoscale polymer microspheres.

Key words: nanoscale polymer microspheres; high-permeability porous media; flow conductivity; plugging mechanism;

收稿日期:2020-06-18。

作者简介:刘娅菲(1990—),女,陕西西安人,讲师,博士,从事提高采收率、微流控技术应用等研究工作。E-mail:yafliu@xsyu.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“低渗透致密砂岩气藏压裂裂缝及参数优化”(2016ZX05050-009),国家自然科学基金青年基金项目“微纳尺度油水界面离子调控机制及其微观渗流规律研究”(51904244)。

dominant factors ;oil displacement effect

油藏孔隙结构复杂、非均质性强,注水开发时易形成不均匀的注水剖面,注入液体倾向流入大孔道而小孔内的原油不易被驱替,导致过早见水、波及效率降低,从而影响注水开发的采收率^[1-2]。注水井堵水调剖技术能够封堵高渗透层,引导注入液体进入未被波及的低渗透层,从而应对储层非均质性以及提高波及效率。目前已有多种堵水调剖技术在油田得到了广泛应用,如聚合物溶液调剖、泡沫堵水、凝胶颗粒调驱等^[3-7]。随着油田开发进入高含水期,层间矛盾加剧,常规堵水技术深部调驱能力不足;聚合物微球因其尺寸小、分散性好、耐高温、弹性形变能力好从而能够运移至地层深处,达到深部调驱的目的^[8-14]。聚合物微球尺寸分布从纳米到微米级不等,其中对于纳米聚合物微球(简称微球)的研究主要集中在利用岩心或填砂管等实验方法分析和评价微球的膨胀特性、封堵性能等^[8,15-17]。研究发现微球对低渗透岩心封堵率较高^[18],但对中高渗透岩心的封堵性能还有待深入研究。为此,笔者利用支撑剂裂缝评价系统模拟高渗透介质,研究不同实验条件下微球对支撑剂裂缝等高渗透优势水流通道的封堵性能,分析微球在高渗透介质中的封堵作用机理,研究结果为明晰微球在裂缝等大尺度通道中的渗流能力及其在非均质储层的实际应用和参数优化提供实验依据和机理参考。

1 实验器材及方法

1.1 实验材料及仪器

实验材料和药品 20/40目支撑剂,微球溶液(实验所用微球直径分别为50,100和300 nm,膨胀系数为3~5倍),蒸馏水。

实验仪器 HXD L-2C型支撑剂裂缝评价系统、2PB2020型平流泵、BP4200型精密电子天平(与电脑相连)、烧杯等。

1.2 实验方法

实验方法主要包括:①在支撑剂裂缝评价系统(图1)的导流室内将提前称量好的20/40目的支撑剂缓慢均匀铺置其中,用金属板密封后将其放入液压框架,施加闭合压力用于建立高渗透均质模型。②实验所需的蒸馏水和微球溶液分别装于2个中间容器内,通过系统软件设置闭合压力、平流泵流量等实验参数。③实验开始时,首先向导流室内注入蒸馏水至出液端平稳出液后注入提前配制好的微

球溶液直至平稳出液,利用系统软件实时监测并采集导流能力、渗透率等数据。④分别改变驱替流量、闭合压力、微球粒径以及微球溶液浓度,重复上述实验步骤,设计混合型正交试验,评价各参数对微球封堵高渗透通道性能的影响,具体每组实验条件设置如表1所示。为研究微球粒径的影响,上述每组实验采用粒径分别为50,100和300 nm的微球依次进行实验。

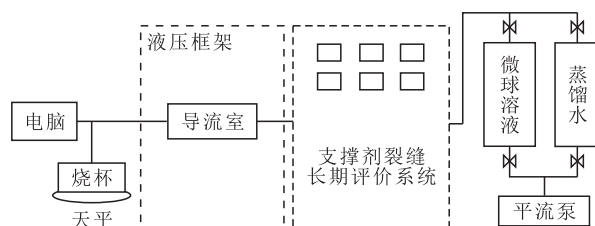


图1 实验装置示意

Fig.1 Diagram of installation

表1 3组实验条件设置

Table1 Parameters of three groups

实验组	实 验 参 数		
	驱替流量 (mL/min)	闭合压力 (MPa)	微球溶液质量 浓度(mg/L)
1	0.2,0.5,1.0,1.5	20	1 000
2	0.5	10,15,20,25	1 000
3	0.5	20	500,1 000,1 500,2 000

2 实验结果与分析

2.1 驱替流量对微球封堵性能的影响

从驱替流量与注入微球后支撑剂裂缝渗透率的关系(图2)可以看出,当驱替流量小于0.5 mL/min时,增加驱替流量渗透率减小;大于0.5 mL/min时,驱替流量越大,渗透率越大。驱替流量对50 nm粒径的微球溶液封堵效率影响较大;随着驱替流量的

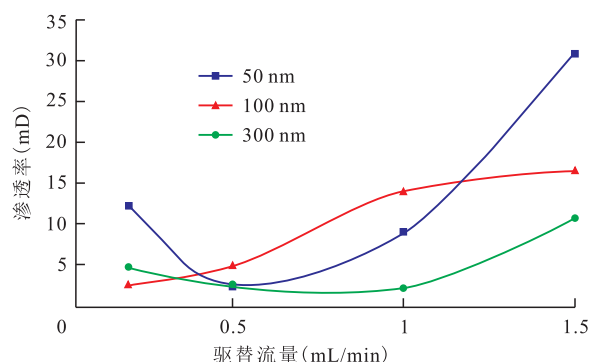


图2 驱替流量与支撑剂裂缝渗透率的关系

Fig.2 Relationship between propped fracture permeability and injection rate

增加,渗透率先降低后增加。

描述平均孔隙半径与渗透率和孔隙度之间的关系式为:

$$R = \sqrt{\frac{8K}{\phi}} \quad (1)$$

根据(1)式推算得,20/40目支撑剂铺置的均质模型孔隙半径为4.22~30.90 μm,平均孔隙半径为14.86 μm。由于50 nm的微球粒径小,膨胀后尺寸远小于平均孔隙半径,增加驱替流量时,微球在孔隙间的滞留性变差,同时微球溶液的冲刷使得裂缝渗透率变大,导致微球流动性强,受驱替流量改变的影响大。在最高驱替流量下,渗透率大幅度增加,表现为出现水窜现象,微球无法进行有效封堵。对于100 nm粒径的微球而言,渗透率随驱替流量增加而增加,但增加幅度较50 nm粒径的小,表明其滞留性相对较好;而对于300 nm粒径的微球,当驱替流量较小时,渗透率变化幅度不大,当驱替流量进一步增加至1.5 mL/min时,渗透率小幅度增加。由此可见,较大粒径的微球自身运移性较弱,在不断增加驱替流量时更能维持其封堵效果,直至更高驱替流量使得微球发生运移而导致渗透率增加。

为量化微球的封堵效果,将蒸馏水渗透率作为基准渗透率,渗透率变化率(为蒸馏水渗透率和微球驱后渗透率之差与蒸馏水渗透率的比值)作为封堵效果的评价标准。由不同驱替流量所对应的渗透率变化率(图3)可以看出,不同粒径的微球在驱替流量为0.5 mL/min时整体封堵性能均较好,表明该流量下不同粒径的微球能够兼顾在多孔介质内的运移性以及滞留性;而当驱替流量为1.5 mL/min时,渗透率变化率随粒径增加而增加,当驱替流量较大时,微球的滞留性成为决定封堵效果的关键因素;微球粒径越大、滞留性越好则封堵性能就越好,渗透率变化率就越大。

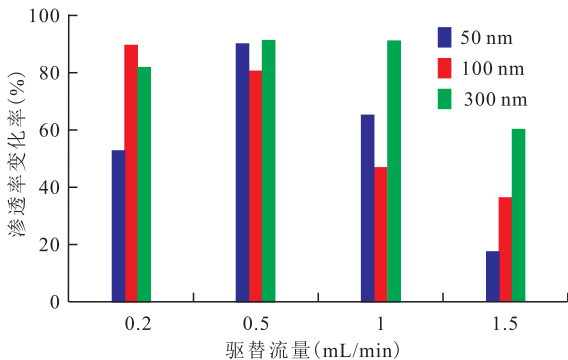


图3 不同驱替流量与支撑剂裂缝渗透率变化率的关系
Fig.3 Relationship between permeability change rate and injection rate

总体而言,较大的驱替流量会导致高渗透介质

渗透率增加,而微球粒径差异使得增加驱替流量对渗透率的具体影响有所不同。驱替流量过大会导致微球滞留性差、增加介质内渗透率级差,从而降低封堵效果,而流量过小则会导致微球的运移性变弱,无法进入动态封堵状态。因此利用较小粒径的微球如50 nm粒径封堵中高渗透介质时,0.5 mL/min的驱替流量能够得到较好的封堵效果;当利用较大粒径的微球如100,300 nm粒径封堵时,0.2~0.5 mL/min的驱替流量能够兼顾微球的运移性和滞留性,使得微球能够到达需被封堵的孔隙的同时不被后续的注入液体转移而降低封堵效果,而现场在能达到要求封堵性能的条件下可选择较低的驱替流量以降低开发成本。

2.2 闭合压力对微球封堵性能的影响

实验通过改变支撑剂裂缝系统里液压框架的闭合压力从而模拟不同地层条件。对于导流室而言,其导流能力随闭合压力的增加而减小^[19-20]。但从闭合压力与渗透率关系(图4)可得,闭合压力增加时,渗透率出现不同程度的波动,使用不同粒径微球时,渗透率变化曲线波动幅度也有所不同。具体而言,当使用50 nm粒径的微球时,渗透率随闭合压力增加变化幅度较小。由于50 nm粒径的微球粒径较小,膨胀后尺寸远小于介质平均孔隙半径,因此增加闭合压力时,支撑剂间孔隙变小,微球仍能够运移导致渗透率的动态变化不明显。当使用100 nm粒径的微球时,渗透率随闭合压力的升高有大幅度的变化;当闭合压力增至15 MPa时,渗透率有较大幅度的增长。由于闭合压力的增加使得具有弹性的微球在多孔介质内发生运移,其聚集形态发生改变,当突破封堵孔隙后会对支撑剂分布有较大影响,从而导致渗透率增加。当闭合压力进一步增加时渗透率有较为明显的下降,表明介质内孔喉变小,渗流阻力增加,同时微球被挤压运移至孔喉处进行再次封堵。对于300 nm粒径的微球,渗透率随

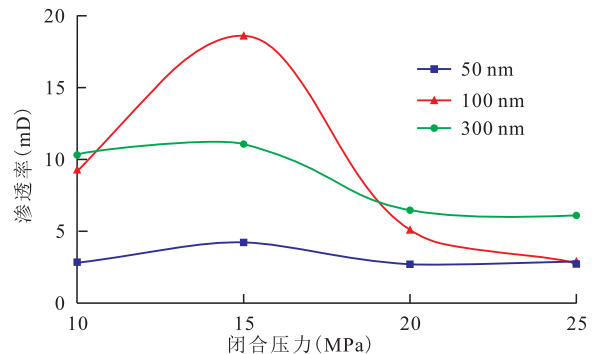


图4 闭合压力与支撑剂裂缝渗透率的关系

Fig.4 Relationship between propped fracture permeability and closing pressure

闭合压力增加先稍有增加再减小,也呈现出类似的动态封堵的趋势。

同样,基于基准渗透率得出不同闭合压力下渗透率变化率(图5)。使用50 nm粒径的微球进行封堵时,渗透率变化率随压力增加变化不明显,相反较大粒径的微球在闭合压力变化时呈现出波动的渗透率变化率。由此分析可得,微球膨胀后尺寸仍小于高渗透介质的平均孔隙半径,对孔隙的封堵主要依靠微球聚集,随着闭合压力的不断增加,微球基于自身良好的弹性和形变能力在多孔介质中能够进行动态封堵,即微球运移并聚集至孔隙处进行封堵,压力增加后突破孔隙再次运移,再进行封堵,使得渗透率以及渗透率变化率出现波动。小粒径的微球在压力作用下更容易向前运移,突破时对支撑剂铺置的影响较小,而较大粒径的微球在压力增加向前运移时,会因为突破孔隙造成支撑剂分布的改变使得渗透率增加。

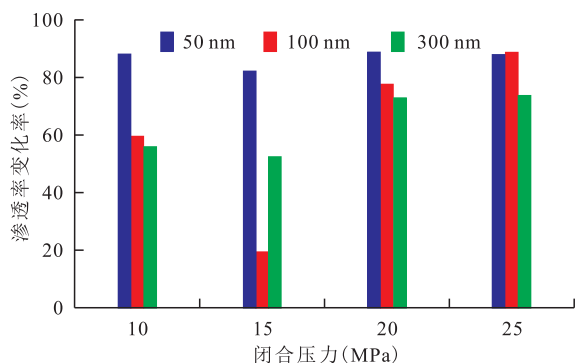


图5 闭合压力与支撑剂裂缝渗透率变化率的关系

Fig.5 Relationship between propped fracture permeability change rate and closing pressure

2.3 微球溶液质量浓度对微球封堵性能的影响

从微球溶液质量浓度与支撑剂裂缝渗透率的关系(图6)可以看出,支撑剂裂缝渗透率随微球溶液质量浓度增加呈较为复杂的变化关系。当改变微球溶液质量浓度时,50 nm粒径的微球曲线变化较大,渗透率随微球质量浓度的增加先减小再增大再减小。由于微球自身粒径小、滞留性差,难以对高渗透介质形成有效封堵,因此在质量浓度最小时出现较高的渗透率;而当质量浓度较大时,微球聚集形成突破,渗透率反而会升高。对于100 nm粒径的微球,渗透率总体水平较低,其随微球溶液质量浓度的升高先降低再升高,同时渗透率达到该组实验最低,分析认为该质量浓度下,100 nm粒径的微球聚集与裂缝孔隙更为匹配,封堵效果更好。而对300 nm粒径的微球,微球溶液质量浓度增加渗透率平稳升高,表明该粒径微球对支撑剂裂缝具有一定

封堵效果,但质量浓度较高时,微球更易聚集形成突破降低封堵效果,反而使得渗透率升高。

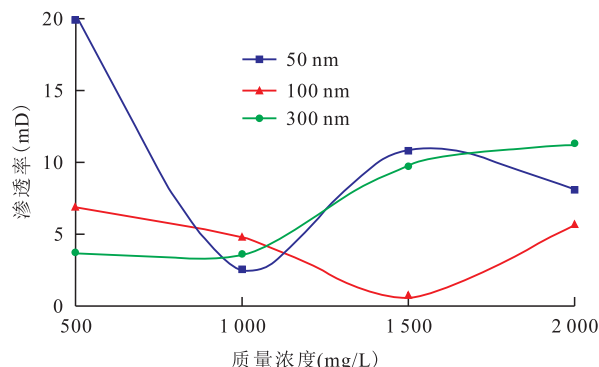


图6 微球溶液质量浓度与支撑剂裂缝渗透率的关系

Fig.6 Relationship between propped fracture permeability and concentration

由不同质量浓度微球溶液所对应的渗透率变化率(图7)可以看出,当微球溶液质量浓度为1000 mg/L时,3种不同微球粒径的溶液均有较好的封堵效果,而当微球溶液质量浓度为500 mg/L时,封堵效果随微球粒径增大而增强,表明在低质量浓度下,由于微球数量相对较少,微球粒径对于高渗透介质内孔隙的封堵影响更大。当微球溶液质量浓度为1500 mg/L时,100 nm粒径的微球具有较为突出的封堵效果,表明该微球质量浓度和粒径与导流室内多孔介质匹配性更好。同时基于本组实验的渗透率变化率可得,50 nm粒径、1000 mg/L质量浓度组合以及300 nm粒径、500 mg/L质量浓度组合封堵性能更佳。

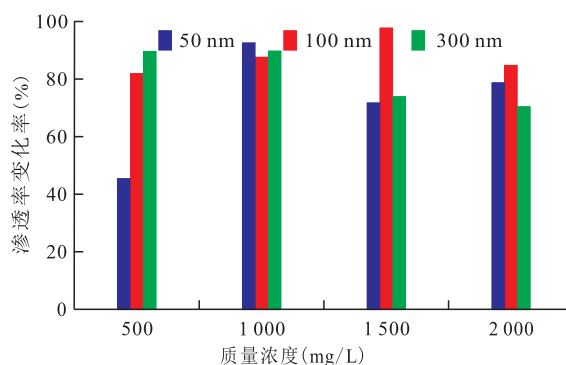


图7 微球溶液质量浓度与支撑剂裂缝渗透率变化率的关系

Fig.7 Relationship between propped fracture permeability change rate and concentration

分析实验结果发现,微球的封堵性能并非随微球溶液质量浓度增加而增大。当微球溶液质量浓度过高时,单位体积内微球数量多,更易出现微球聚集的现象,使得流体在通过支撑剂裂缝时阻力增加,形成突破时导致支撑剂铺置发生改变,降低封堵效果。对于油田现场实际应用时,过大的微球质

量浓度一方面增加成本,增大系统压力;另一方面实验结果表明也可能会导致裂缝渗透率增加,降低封堵效果,因此在微球溶液质量浓度的选择上不是越高越好,当使用小粒径微球时质量浓度可适当提高,而使用较大粒径微球时质量浓度可选择较低值,在达到封堵效果的同时降低成本。

3 影响微球封堵性能主控因素分析与参数优化

3.1 主控因素分析

为明晰不同实验参数对微球封堵性能即微球驱后渗透率的影响,对实验结果进行了统计分析,得出主控因素。实验所包含的参数及不同参数对应的参数水平见表2,其中驱替流量、闭合压力以及微球溶液质量浓度有4水平,微球粒径有3水平。对此混合型正交试验进行级差分析后,得到不同参数对应级差以及因子主次顺序。实验参数对微球封堵性能影响的排序为:驱替流量>闭合压力>微球粒径>微球溶液质量浓度;在本实验条件下,最低渗透率所对应的实验参数水平:驱替流量为0.2 mL/min,闭合压力为10 MPa,微球粒径为300 nm以及微球溶液质量浓度为1 500 mg/L。

表2 不同参数对微球封堵效果影响综合分析
Table2 Analysis on plugging performance of various parameters

参数水平	驱替流量 (mL/min)	闭合压力 (MPa)	微球粒径 (nm)	微球溶液质量浓度 (mg/L)
k1	0.2	10	50	500
k2	0.5	15	100	1 000
k3	1.0	20	300	1 500
k4	1.5	25		2 000
级差	12.768	8.883	4.736	3.611
主次顺序	1	2	3	4

通过对实验数据的分析可得,利用微球对高渗透介质进行封堵时,驱替流量的影响最大,而微球溶液质量浓度和粒径的影响较小。增加驱替流量会降低微球封堵效果,而利用较大粒径的微球则能够削弱驱替流量对封堵效果的影响,适宜的微球溶液质量浓度和粒径组合也能够提高封堵效率。闭合压力对微球封堵效果具有一定影响,实验发现微球随闭合压力的增加呈动态封堵的特性。

3.2 参数优化

针对微球在储层的实际应用,对驱替流量、微球粒径及溶液浓度进行优化分析。前人研究表明,

小粒径、高质量浓度聚合物微球更适合对低渗透储层进行封堵,纳米微球能够运移至地层深处进行封堵^[18]。而利用微球对高渗透介质进行封堵时,驱替流量相比微球粒径与溶液质量浓度对微球封堵性能影响更大,选择驱替流量时,过大会影响微球的滞留性,过小无法保证微球的运移性,实验结果表明0.5 mL/min的驱替流量下,3种不同粒径的微球溶液均有较好的封堵效果。在微球参数的选择上,微球粒径过小会导致微球滞留性差达不到封堵效果,而微球溶液质量浓度的选取存在最优值而不是越大越好,适宜的微球粒径与溶液质量浓度组合能够协同提高封堵性能。

为进一步检验微球的封堵率,在微球驱后再次注入蒸馏水测量渗透率。基于上述实验结果与分析,选取粒径为300 nm,2个质量浓度梯度的微球溶液以0.5 mL/min的流量进行微球驱后再一次蒸馏水驱。实验结果(图8)表明,微球驱后再次注入蒸馏水,渗透率对比初始渗透率均有明显下降;再次注入蒸馏水后,压力从初次注入蒸馏水时0.1~0.2 MPa提高至0.6~0.8 MPa,表明微球的注入有效封堵了大孔道,使得再次水驱注入压力增大。同时,通过对渗透率变化率发现,微球溶液质量浓度较小时封堵效果更佳,与上述实验结果一致;当微球溶液质量浓度过高时,后续注水过程可能造成已经堆积聚集的微球再次运移同时改变周围支撑剂颗粒分布,使得后续蒸馏水驱渗透率相比低质量浓度组高。后续水驱渗透率与微球驱后渗透率相当,表明后续水驱对微球封堵效果的影响较小。

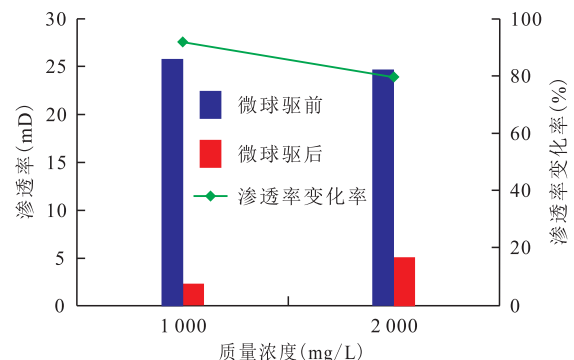


图8 微球驱前后蒸馏水渗透率对比及渗透率变化率的关系

Fig.8 Comparison between permeability of distilled water before and after injection of microspheres and relationship between permeability change rate and concentration

4 结论

通过支撑剂裂缝评价系统模拟微球在高渗透

介质中的运移,改变驱替流量、闭合压力以及微球溶液质量浓度和微球粒径评价微球的封堵性能,并得出影响微球封堵高渗透通道的主控因素。由实验结果可得注入微球溶液后,高渗透介质渗透率有不同程度的下降,表明微球溶液对于高渗透介质具有封堵效果。驱替流量增加时,渗透率总体呈上升趋势,闭合压力与渗透率呈现波动变化关系,微球粒径及质量浓度对封堵性能的影响较为复杂,呈非线性变化并且存在最优值,后续可对不同微球粒径及溶液质量浓度组合进行进一步参数优化,在保证封堵效果的前提下降低开采成本。通过主控因素分析,各参数对微球封堵高渗透介质的效果影响排序为驱替流量>闭合压力>微球粒径>微球溶液质量浓度。基于上述实验结果,对于微球在高渗透介质中的实际应用,可选择较低的驱替流量以兼顾微球的滞留性与运移性以及较大粒径的微球和相对较低的溶液质量浓度,以达到更好的封堵性能。

符号解释

- K ——渗透率, D;
 R ——平均孔隙半径, μm ;
 ϕ ——孔隙度, 无量纲。

参考文献

- [1] 韩大匡. 深度开发高含水油田提高采收率问题的探讨[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(5): 47-55, 98.
 HAN Dakuang. An approach to deep development of high water-cut oil fields to improve oil recovery [J]. Petroleum Exploration and Development, 1995, 22(5): 47-55, 98.
- [2] 尹志军, 鲁国永, 邹翔, 等. 陆相储层非均质性及其对油藏采收率的影响——以冀东高尚堡和胜利永安镇油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 106-110, 117.
 YIN Zhijun, LU Guoyong, ZOU Xiang, et al. Heterogeneity of non-marine reservoirs and its influences on recovery factor: take Gaoshangpu and Yonganzhen oil reservoirs in Jidong and Shengli oilfields as examples [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(1): 106-110, 117.
- [3] 李明远, 林梅钦, 郑晓宇, 等. 交联聚合物溶液深部调剖矿场试验[J]. 油田化学, 2000, 17(2): 144-147.
 LI Mingyuan, LIN Meiqin, ZHENG Xiaoyu, et al. Linked polymer solution as in-depth permeability control agent: laboratory study and field test [J]. Oilfield Chemistry, 2000, 17(2): 144-147.
- [4] 唐孝芬, 吴奇, 刘戈辉, 等. 区块整体弱凝胶调驱矿场试验及效果[J]. 石油学报, 2003, 24(4): 58-61.
 TANG Xiaofen, WU Qi, LIU Gehui, et al. Field test on integral modifying and flooding project in regional reservoir with weak gel [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(4): 58-61.
- [5] 周亚贤, 郭建华, 王同军, 等. 一种耐温抗盐预交联凝胶颗粒及其应用[J]. 油田化学, 2007, 24(1): 75-78.
 ZHOU Yaxian, GUO Jianhua, WANG Tongjun, et al. A high temperature and high salinity resistant particulated precrosslinked gel and its use for reservoir permeability adjustment [J]. Oilfield Chemistry, 2007, 24(1): 75-78.
- [6] 白宝君, 周佳, 印鸣飞. 聚丙烯酰胺类聚合物凝胶改善水驱波及技术现状及展望[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 481-487.
 BAI Baojun, ZHOU Jia, YIN Mingfei. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 481-487.
- [7] 孙鹏霄, 苏崇华, 孟伟斌. 氮气泡沫在海上高含水油田选择性堵水中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(1): 110-113.
 SUN Pengxiao, SU Chonghua, MENG Weibin. Application of nitrogen foam in selective water plugging of offshore high water content oil field [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(1): 110-113.
- [8] 孙焕泉, 王涛, 肖建洪, 等. 新型聚合物微球逐级深部调剖技术[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(4): 77-79.
 SUN Huanquan, WANG Tao, XIAO Jianhong, et al. Novel technique of in-depth profile control step by step by polymer microspheres [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(4): 77-79.
- [9] 雷光伦, 郑家朋. 孔喉尺度聚合物微球的合成及全程调剖驱油新技术研究[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2007, 31(1): 87-90.
 LEI Guanglun, ZHENG Jiapeng. Composing of pore-scale polymer microsphere and its application in improving oil recovery by profile control [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2007, 31(1): 87-90.
- [10] 王代流, 肖建洪. 交联聚合物微球深部调驱技术及其应用[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(2): 86-88.
 WANG Dailiu, XIAO Jianhong. Application of deep-profile control and displacement technology of crosslinked polymer micro-ball system [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(2): 86-88.
- [11] 由庆, 于海洋, 王业飞, 等. 国内油田深部调剖技术的研究进展[J]. 断块油气田, 2009, 16(4): 68-71.
 YOU Qing, YU Haiyang, WANG Yefei, et al. Technologies of in-depth profile control in China [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2009, 16(4): 68-71.
- [12] 李秋言, 岳湘安, 杨长春, 等. 聚合物微球有效作用距离对调剖效果的影响——以高浅南油藏为例[J]. 断块油气田, 2018, 25(2): 262-265.
 LI Qiuyan, YUE Xiang'an, YANG Changchun, et al. Effect of effective distance of polymer microspheres on profile control: a case study of Gaoqiannan reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(2): 262-265.
- [13] 蒲万芬, 赵帅, 王亮亮, 等. 聚合物微球粒径与喉道匹配性研究[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(4): 100-105.
 PU Wanfen, ZHAO Shuai, WANG Liangliang, et al. Investigation into the matching between the size of polymer microspheres and pore throats [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(4): 100-105.