

引用格式:夏惠芬,杨坤,李坤龙,等.非均相体系在微通道中的封堵性能研究[J].油气地质与采收率,2024,31(1):119-125.
XIA Huifen, YANG Kun, LI Kunlong, et al. Study on plugging performance of heterogeneous systems in microchannels[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 119-125.

非均相体系在微通道中的封堵性能研究

夏惠芬^{1,2}, 杨坤^{1,2}, 李坤龙^{1,2}, 蒋丽丽^{1,2}, 刘洋^{1,2}

(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.石油与天然气工程国家级虚拟仿真实验教学中心(东北石油大学),黑龙江 大庆 163318)

摘要:基于大庆油田天然岩心孔隙尺度分布特征建立了微通道模型,考虑非均相体系中的分散相和连续相的变形及流动特征,以相场法建立流动模型并用有限元方法求解,模拟了分散相颗粒在微通道内的生成,并实现了颗粒分选,研究了微观孔喉结构中匹配系数和孔喉比对颗粒封堵性能的影响。结果表明,颗粒在微观孔喉结构中发生弹性封堵时,孔喉入口处压力随颗粒运移通过而呈现周期性变化;颗粒与孔喉最佳匹配系数为[1.0, 1.4],此区间内颗粒能够在孔喉入口处暂时封堵,变形运移通过孔喉后恢复原形;当孔隙直径相同时,匹配系数和孔喉比越大,颗粒通过压力越大;颗粒粒径越大,颗粒通过压力临界值越小。

关键词:非均相体系;相场法;封堵性能;孔喉比;匹配系数

文章编号:1009-9603(2024)01-0119-07

DOI:10.13673/j.pgre.202204036

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Study on plugging performance of heterogeneous systems in microchannels

XIA Huifen^{1,2}, YANG Kun^{1,2}, LI Kunlong^{1,2}, JIANG Lili^{1,2}, LIU Yang^{1,2}

(1.Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 2.National Virtual Simulation Experimental Teaching Center of Petroleum and Natural Gas Engineering (Northeast Petroleum University), Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China)

Abstract: This paper establishes a microchannel model based on the pore scale distribution characteristics of natural cores from Daqing Oilfield. It considers the deformation and flow characteristics of the dispersed and continuous phases in the heterogeneous system, builds a flow model by the phase field method, and solves it by the finite element method. The paper also simulates the generation of dispersed phase particles in the microchannel, realizes particle sorting, and studies the effect of the matching coefficient and pore-throat ratio on the plugging performance of particles in the microscopic pore-throat structure. The results show that when the particles are elastically plugged in the microscopic pore-throat structure, the pressure at the entrance of the pore throat changes periodically with the migration of the particles through the pore throat. The optimal matching coefficient between the particles and the pore throat is [1.0, 1.4]. In this interval, the particles can be temporarily plugged at the entrance of the pore throat and recover their original shape after deformation and migration through the pore throat. When the pore diameter is the same, a larger matching coefficient and pore-throat ratio indicate greater pressure of particles through the pore throat, and larger particle size reflects a smaller critical value of particles through the pore throat.

Key words: heterogeneous system; phase field method; plugging performance; pore-throat ratio; matching coefficient

随着石油勘探开发领域和规模的不断扩大,如何进一步提高石油采收率成为亟待解决的问题。

收稿日期:2022-04-18。

作者简介:夏惠芬(1962—),女,辽宁东港人,教授,博士,从事提高采收率理论与技术的研究工作。E-mail:xiahuifen1948@126.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“黏弹性乳状液滴微观渗流机理及耦合模型”(12002083)。

近年来研究发现,采用均相体系和颗粒复配形成的非均相体系具有良好的驱替效果,特别是颗粒具有变形能力,可以实现交替封堵和动态调剖,对提高波及系数具有重要意义^[1]。目前针对非均相体系性能及驱油效果的研究主要分为室内岩心驱替实验、微观可视化实验、驱油数值模拟和理论推导等。通过物理模拟实验,评价了多因素作用下颗粒的渗流吸附特征和封堵性能^[2-6]。通过数值模拟和理论推导的方法对颗粒及其在多孔介质中的运移过程建立了数学模型,实现了对颗粒运移路径的追踪,研究了颗粒黏弹性和残余阻力系数对其流动行为的影响^[7-8]。

为实现对颗粒封堵性能表征,研究人员引入匹配系数对颗粒与孔喉适应性进行评价^[9]。通过实验合成颗粒并对其粒径、溶胀性和注入性进行研究,评价了颗粒对孔喉的封堵性能^[10-11]。研究人员还建立了相应的计算颗粒直径和力学性能的模型,对颗粒膨胀后的临界粒径进行表征,给出了与高含水后期储层条件匹配的颗粒尺度范围^[12-13]。对注入压力曲线和调驱特征参数的分析表明,最佳匹配系数区间内颗粒具有最佳封堵性能^[14-15]。

上述针对非均相体系流变性和颗粒封堵性能的研究表明,在匹配系数较好时能获得最佳的封堵性能,但尚未从微观模拟角度对颗粒封堵性能影响因素进行定量表征,也未研究孔喉比对颗粒封堵性能的影响。因此,基于大庆油田天然岩心孔隙尺度分布特征,通过设计一类具有颗粒生成作用的微通道实现颗粒生成和分选。对弹性封堵过程中孔喉入口处压力变化特征进行研究;对不同孔喉尺寸和颗粒粒径下的匹配系数进行研究,并划分出最佳匹配系数区间;以匹配系数为1.0时对应的压力为颗粒封堵临界压力,将此压力值作为参考,得到不同粒径的颗粒实现有效封堵时对应的孔喉比分布区间。

1 非均相体系的形成

参考大庆油田天然岩心孔隙尺度分布特征和非均相复合驱油体系中颗粒调剖剂溶胀后粒径分布特征,利用相场法^[16]构建非均相体系流动模型,并进行有限元求解^[17],实现了3类不同粒径颗粒的生成和分选。

1.1 微通道模型

以大庆油田天然岩心孔隙尺度分布作为参考,统计得孔隙直径为12~300 μm,喉道直径为10~

80 μm,参考此区间孔喉尺度分布,设计了微米级尺度的微通道。张井志等设计了T型通道,利用液流剪切作用模拟了颗粒生成过程^[18]。然而T型通道内生成的颗粒会贴靠在通道壁面,呈无序生成的形式,且其形状并非理想的圆形,故不做考虑。由牛顿第三定律知,若在T型通道竖直段相对的一侧再加一段通道,建立微通道模型,则可以形成一对大小相等、方向相反的作用力,可以使颗粒稳定生成且不贴靠通道壁面。故建立微通道来模拟颗粒形成的过程,微通道模型结构及网格剖分如图1所示。在微通道模型中,上、下通道呈对称分布,水平段为非均相体系形成后的主流道,非均相体系出口端可连接孔喉结构模型等用于非均相体系流动特征研究。

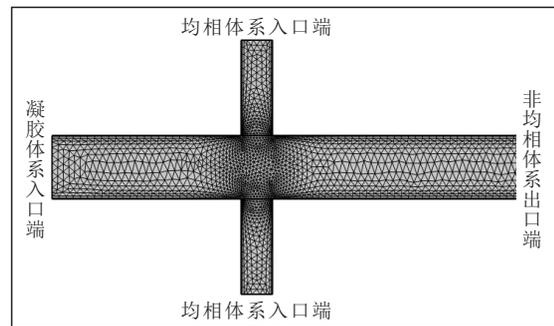


图1 微通道模型
Fig.1 Microchannel model

1.2 非均相体系流动模型

使用相场法在二维微通道模型中建立两相流动数学模型,并采用有限元方法求解。为了准确描述两相流动行为并保证质量守恒,采用无滑移边界条件的 Navier-Stokes 方程描述流体流动行为, Cahn-Hilliard 方程描述相分离过程,利用界面张力将2个方程耦合^[19-20]。定义微通道模型边界条件,即壁面为无滑移边界,中性润湿,其余边界条件如下:

$$\text{固体壁面 } \mathbf{u}_0 = 0 \quad (1)$$

$$\text{水平入口 } \mathbf{u}_1 = -u_c \mathbf{n} \quad (2)$$

$$\text{竖直入口 } \mathbf{u}_2 = -u_c \mathbf{n} \quad (3)$$

$$\text{模型出口 } p = p_0 \quad (4)$$

初始界面张力为3 mN/m,润湿角为 $\pi/2$,均相体系黏度为70 mPa·s,凝胶体系黏度为1 400 mPa·s,对建立的两相流体流动模型进行求解。基于微通道模型,凝胶体系作为分散相以速度 \mathbf{u}_1 注入,均相体系作为连续相以速度 \mathbf{u}_2 注入,模拟得到微通道内非均相体系的形成过程。

初始时刻,微通道内充满均相体系(图2a)。颗

粒生成过程为:①凝胶体系以速度 u_c 从入口端流动至十字交叉处前,均相体系在竖直方向上以速度 u_d 从2个入口端流向十字交叉处,对凝胶体系施加一对大小相等方向相反的力,凝胶体系在这对剪切力作用下发生形变(图2b)。②凝胶体系前端在不断向前运移的过程中,受竖直方向的剪切力和自身惯性力作用,发生分裂并继续向前运移(图2c)。③微通道内颗粒分裂生成,随均相体系向前运移(图2d)。由图2d可知,模拟生成的颗粒和均相体系共同组成了非均相体系。

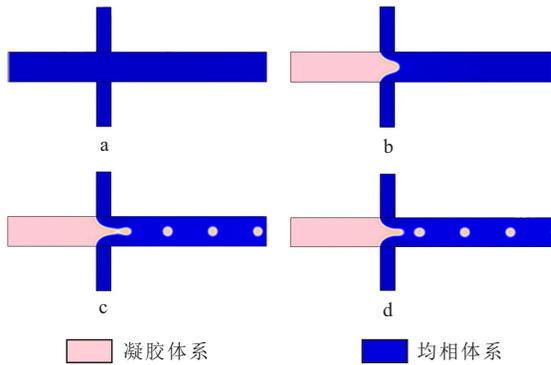


图2 非均相体系形成示意
Fig.2 Heterogeneous system formation

1.3 颗粒分选

利用CT扫描技术对天然岩心孔喉分布区间进行研究,得出了不同渗透率岩样的孔喉尺寸分布^[21]。非均相体系中颗粒具有溶胀特性,统计矿场试验中颗粒溶胀后的粒径分布并作为参考区间。在微通道内模拟非均相体系生成过程时,为使模拟生成的颗粒与孔喉具有良好的匹配性,通过改变初始条件实现对颗粒的分选。

由颗粒溶胀后粒径分布(图3)可知,溶胀后颗粒粒径中值为45 μm ,粒径分布集中在30~65 μm ,以此区间内颗粒粒径作为参考值进行颗粒模拟。经模拟,分选出粒径分别为40,45和60 μm 的颗粒进行颗粒封堵性能研究。

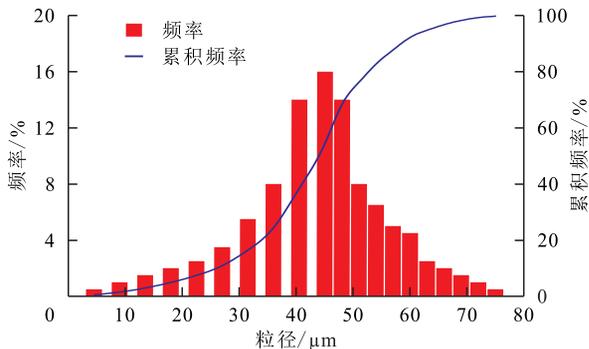


图3 颗粒溶胀后粒径分布
Fig.3 Size distribution of particles after swelling

2 非均相体系在孔喉处的封堵性能

天然岩心由复杂的岩石骨架和孔隙组成,孔隙和喉道共同组成了孔喉结构。由于天然岩心不具有可视性,且岩性复杂,为了研究颗粒在孔喉处的封堵性能,将天然岩心孔喉结构简化为具有不同孔喉比的孔喉模型,探究不同粒径的颗粒在孔喉中的封堵能力,以及匹配系数和孔喉比对颗粒封堵性能的影响。

2.1 封堵性能

岩心孔喉直径分布和颗粒粒径分布不同,因此不同粒径的颗粒对不同直径的孔喉封堵方式也存在差异。颗粒在孔喉处的封堵存在2种方式(图4)。由图4a可知,3个较小的颗粒相互聚合(未聚结)形成桥体进入孔喉,由于颗粒粒径小于孔喉直径且桥体具有不稳定性,在通过孔喉时发生分裂,此种封堵效果较差,因此本文不做研究。由图4b可知,当单个较大颗粒进入孔喉时,由于颗粒粒径大于孔喉直径且颗粒自身结构形态稳定,在通过孔喉时发生弹性形变,其形态由球形变为椭球形,并在最终通过孔喉时恢复原形。对于弹性封堵,由于颗粒自身结构稳定,在孔喉入口处表现出暂时封堵后变形运移通过孔喉的特征,其在孔喉处的封堵性能优于架桥封堵,对颗粒在微观孔喉中的变形运移过程和不同粒径颗粒封堵性能的优劣进行模拟。

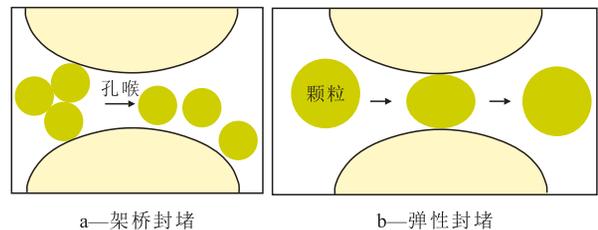


图4 颗粒封堵示意
Fig.4 Particle plugging

由图2可知,微通道模型前端颗粒能够稳定生成,为了模拟弹性封堵过程(图4b),在微通道模型出口端构建微观孔喉结构模型,使得前端生成的非均相体系进入孔喉,以研究非均相体系在孔喉处的流动特征和颗粒的封堵性能。微通道模型前端生成的颗粒流经微观孔喉结构模型并运移通过的全过程实现了对颗粒变形通过孔喉过程的模拟(图5)。

以粒径为60 μm 的颗粒在36 μm 孔喉处的流动特征为例研究颗粒封堵性能。颗粒在孔喉入口处变形通过过程和孔喉入口处压力变化如图6所示。由图6a可见,孔喉入口处流线更密集,说明此处流

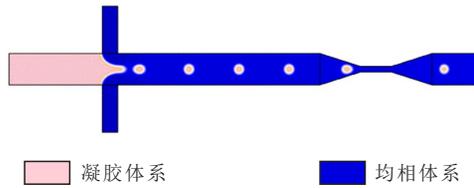


图5 非均相体系在微通道内的流动

Fig.5 Flow of heterogeneous system in microchannel

速较大。由图6b可知在一定时间范围内,由于颗粒持续不断且稳定地通过孔喉,孔喉入口处的压力呈现出周期性变化趋势。结合图6a和图6b可知,颗粒通过孔喉的全过程及各时刻压力变化如下:由图6a中 t_1 时刻颗粒分布可知,第87 s时通道内第二颗颗粒运移至孔喉入口处,由于颗粒粒径大于喉道直径,颗粒形态在孔喉入口处发生了变化,由圆形变

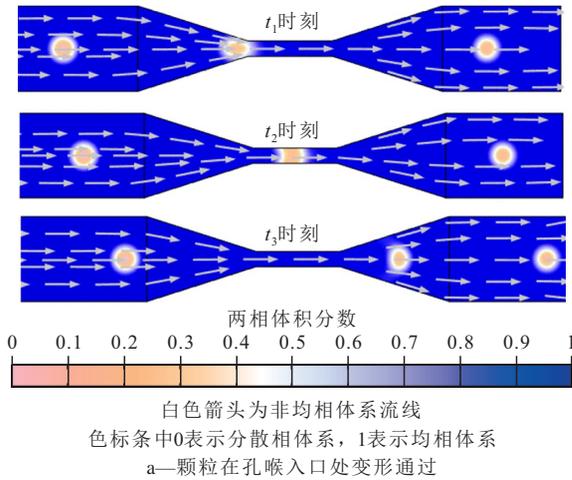


图6 分散相颗粒在孔喉处的流动特征

Fig.6 Flow characteristics of dispersed phase particles at pore throat

2.2 匹配系数和孔喉比

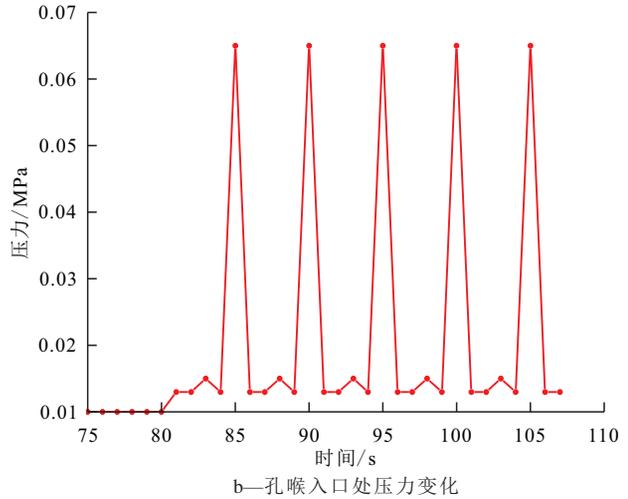
综合考虑颗粒与岩心孔喉的匹配系数和孔喉比对非均相体系流动特征的影响。颗粒与岩心孔喉的匹配关系是影响其封堵效果的主要因素,孔喉比是描述孔喉结构和表征非均相体系通过能力的一个重要指标。匹配系数和孔喉比的表达式分别为^[22-23]:

$$\delta = \frac{d_p}{d_i} \quad (5)$$

$$\theta = \frac{d_c}{d_i} \quad (6)$$

对不同粒径颗粒分组进行研究,结果如表1所示,其中匹配系数和孔喉比由(5)和(6)式求得,颗粒通过压力由非均相体系通过压力与均相体系通过压力的差值求得。表1中3组不同粒径的颗粒具有一一对应的孔喉比,通过改变喉道直径的方式计

为椭圆形,此时孔喉入口处被颗粒堵塞导致压力从0.012 MPa升高至0.065 MPa;由图6a中 t_2 时刻颗粒分布可知,第90 s时压力增大到0.065 MPa,颗粒形变量足以使其进入喉道,90~92.5 s时颗粒在孔喉内部运移,孔喉入口处压力逐渐下降;由图6a中 t_3 时刻颗粒分布可知,92.5 s时颗粒运移出孔喉,储存在颗粒内部的弹性能释放,使其再次恢复原形,压力恢复至0.012 MPa。由图6b可见,80 s之前的压力值0.01 MPa为均相体系流经孔喉的压力,周期性变化的压力峰值0.065 MPa为非均相体系通过孔喉的最小压力。定义颗粒封堵压力为非均相体系通过孔喉的最小压力与均相体系通过孔喉时压力的差值,则粒径为60 μm 的颗粒在36 μm 的孔喉处封堵压力为0.055 MPa(图6)。



算了3组不同粒径颗粒在匹配系数为0.6~1.66时的全部解。

非均相体系中颗粒在孔喉处发生弹性封堵时,其封堵效果最佳,并且在最优匹配系数区间内才能够达到经济且高效的目的。因此,对3种不同粒径的颗粒,通过改变喉道直径使得匹配系数分布在0.6~1.66,探究此区间内颗粒通过压力随匹配系数的变化趋势(图7a)。

处于高含水或特高含水开发阶段的油藏,在长时间的注入水冲刷下,岩心孔隙度和渗透率均出现不同程度的增大,因此,研究不同喉道直径下非均相体系流动特征十分重要^[24]。利用3种不同粒径的颗粒进行非均相体系流动特征研究,设置3组对照实验,通过改变喉道直径的方式使得孔喉比均为5.5,5.0,4.4,4.0,3.5和3.0,得到不同孔喉比下的颗粒通过压力(图7b)。

表1 不同条件下非均相体系通过压力
Table1 Passing pressure of heterogeneous system under different conditions

颗粒粒径/ μm	孔隙直径/ μm	喉道直径/ μm	孔喉比	匹配系数	非均相体系通过压力/MPa	均相体系通过压力/MPa	颗粒通过压力/MPa
40	200	36	5.5	1.1	0.038	0.008	0.03
		40	5.0	1.0	0.027	0.005	0.022
		45	4.4	0.9	0.022	0.004	0.018
		50	4.0	0.8	0.017	0.003	0.014
		57	3.5	0.7	0.012	0.002	0.01
		66	3.0	0.6	0.01	0.002	0.008
45	200	36	5.5	1.25	0.04	0.01	0.035
		40	5.0	1.125	0.033	0.005	0.028
		45	4.4	1.0	0.024	0.004	0.02
		50	4.0	0.9	0.019	0.003	0.016
		57	3.5	0.8	0.013	0.002	0.011
		66	3.0	0.7	0.01	0.002	0.008
60	200	36	5.5	1.66	0.065	0.01	0.055
		40	5.0	1.5	0.05	0.005	0.045
		45	4.4	1.33	0.041	0.004	0.037
		50	4.0	1.2	0.026	0.003	0.023
		57	3.5	1.05	0.016	0.003	0.013
		66	3.0	0.9	0.01	0.002	0.008

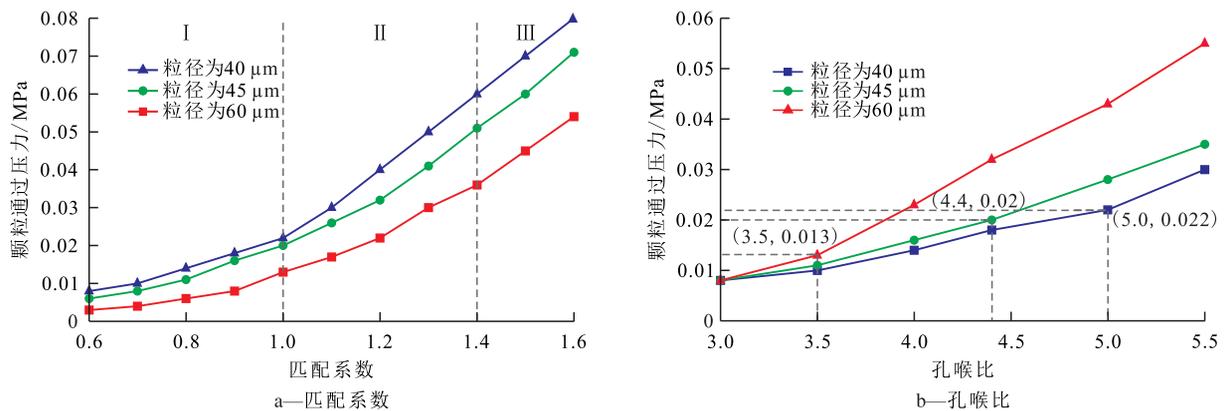


图7 不同条件下的颗粒通过压力
Fig.7 Passing pressure of particles under different conditions

在孔隙直径为200 μm 的通道中,由粒径分别为40, 45和60 μm 的颗粒通过压力随匹配系数的变化(图7a)可见,当匹配系数为1.0时,3类颗粒通过压力值不同,以该值作为颗粒通过压力的临界值。以匹配系数1.0和1.4为界将颗粒通过压力变化曲线划分为I, II和III共3个区间。在区间I内,颗粒粒径小于喉道直径,匹配系数为[0.6, 1.0),随匹配系数的增大,颗粒通过压力增幅较小且增速较慢,表明颗粒封堵效果不佳,此区间不满足颗粒弹性封堵要求,故不做考虑;在区间II内,颗粒粒径大于喉道直径,匹配系数为[1.0, 1.4),随匹配系数的增大,

颗粒通过压力增幅较大且增速较快,表现出图4b所示的弹性封堵过程,此时颗粒与孔喉匹配性较好,颗粒能够在孔喉处暂时封堵后变形运移通过,满足弹性封堵要求;在区间III内,颗粒粒径大于喉道直径,匹配系数为[1.4, 1.6],随匹配系数增大,颗粒通过压力增幅较大且增速较快,此时颗粒能够封堵孔喉并变形通过,但由于粒径过大,颗粒形变量过大导致在孔喉出口处发生碎裂,其通过孔喉后自身结构将遭到破坏,分裂为较小颗粒,即颗粒老化,对后续孔喉封堵造成影响,为保留颗粒封堵性能,此区间不做考虑。颗粒通过压力随匹配系数的增大而

增大,匹配系数的最优区间为[1.0, 1.4)。

在孔隙直径为200 μm 时,由粒径分别为40, 45和60 μm 的颗粒在不同孔喉比下通过压力的变化(图7b)可见,粒径为40 μm 的颗粒通过压力临界值为0.022 MPa,此时对应孔喉比为5.0,喉道直径为40 μm ,当喉道直径减小为40~36 μm 时,孔喉比增大到5.5,此时能够实现颗粒有效封堵;粒径为45 μm 的颗粒通过压力临界值为0.02 MPa,此时对应孔喉比为4.4,喉道直径为45 μm ,当喉道直径减小为45~36 μm 时,孔喉比增大到5.5,此时颗粒能够实现有效封堵;粒径为60 μm 的颗粒通过压力临界值为0.013 MPa,此时对应孔喉比为3.5,喉道直径为60 μm ,当喉道直径减小为60~43 μm 时,孔喉比增大到4.6,此时匹配系数为1.4,颗粒能够实现有效封堵,当喉道直径减小到43~36 μm 时,孔喉比增大到5.5,此时颗粒在孔喉处形变量过大导致在孔喉出口处结构被破坏,故此区间不做考虑。颗粒通过压力随孔喉比的增大而增大,匹配系数为1.0时,颗粒通过压力临界值随颗粒粒径的增大而减小。

3 结论

基于大庆油田天然岩心孔隙尺度分布特征建立微米级通道模型,利用相场法建立非均相体系流动模型,参考颗粒溶胀后粒径分布,模拟了3类不同粒径颗粒的生成和分选。

对颗粒在微观孔喉结构中弹性封堵过程的模拟表明,在颗粒持续通过孔喉的过程中,孔喉入口处的压力呈现出周期性变化,颗粒封堵压力为非均相体系通过压力与均相体系通过压力的差值。

当匹配系数为[1.0, 1.4)时,颗粒与孔喉匹配性较好,颗粒在孔喉入口处暂时封堵,在运移通过孔喉后恢复原形,颗粒封堵性能较好,此区间为颗粒与孔喉的最佳匹配系数区间。

当孔隙直径相同时,颗粒通过压力随匹配系数和孔喉比的增大而增大,颗粒通过压力临界值随颗粒粒径的增大而减小。

符号解释

d_c ——孔隙直径, μm ;
 d_p ——颗粒粒径, μm ;
 d_t ——喉道直径, μm ;
 n ——单位向量;
 p ——压力, Pa;

p_0 ——静压, Pa;
 t_i ——时间, s, $i=1, 2, 3$;
 u_c ——模型水平入口初始流速, m/s;
 u_d ——模型垂直入口初始流速, m/s;
 u_0 ——壁面流速, m/s;
 u_1 ——模型水平入口流速, m/s;
 u_2 ——模型垂直入口流速, m/s;
 δ ——匹配系数;
 θ ——孔喉比。

参考文献

- [1] 崔晓红. 新型非均相复合驱油方法[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 122-126.
CUI Xiaohong. A study on the heterogeneous combination flooding system [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 122-126.
- [2] 葛罗. 大庆油田萨北区块中渗透砂岩油藏凝胶调剖剂运移吸附试验研究[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(3): 119-125.
GE Luo. Experimental study on the migration and adsorption of gel profile control agent in medium-permeable sandstone in the Sabei block of Daqing Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(3): 119-125.
- [3] 侯健, 吴德君, 韦贝, 等. 非均相复合驱非连续相渗流特征及提高驱油效率机制[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2019, 43(5): 128-135.
HOU Jian, WU Dejun, WEI Bei, et al. Percolation characteristics of discontinuous phase and mechanism of improving oil displacement efficiency in heterogeneous composite flooding [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2019, 43(5): 128-135.
- [4] DAI Caili, LIU Yifei, ZOU Chenwei, et al. Investigation on matching relationship between dispersed particle gel (DPG) and reservoir pore-throats for in-depth profile control [J]. Fuel, 2017, 207: 109-120.
- [5] 赵方剑, 侯健, 元福卿, 等. 支化预交联凝胶颗粒微观驱油机理可视化实验[J]. 断块油气田, 2022, 29(4): 567-571.
ZHAO Fangjian, HOU Jian, YUAN Fuqing, et al. Visual experimental study on microscopic oil displacement mechanism of branched preformed particle gel [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(4): 567-571.
- [6] 敖文君, 康晓东, 黄波, 等. 聚合物与预交联凝胶颗粒复合调驱室内评价[J]. 断块油气田, 2021, 28(3): 414-417, 432.
AO Wenjun, KANG Xiaodong, HUANG Bo, et al. Laboratory evaluation of polymer and pre-crosslinking gel particle compound flooding [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(3): 414-417, 432.
- [7] 曹伟东, 戴涛, 于金彪, 等. 非均相复合驱数值模拟方法研究与应用[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 606-611.
CAO Weidong, DAI Tao, YU Jinbiao, et al. A numerical simulation method of heterogeneous combination flooding [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 606-611.
- [8] SU Junwei, CHAI Guoliang, WANG Le, et al. Pore-scale di-

- rect numerical simulation of particle transport in porous media [J]. *Chemical Engineering Science*, 2019, 199: 576-596.
- [9] YAO Chuanjin, LEI Guanglun, GAO Xuemei, et al. Controllable preparation, rheology, and plugging property of micron-grade polyacrylamide microspheres as a novel profile control and flooding agent [J]. *Journal of Applied Polymer Science*, 2013, 130(2): 1 124-1 130.
- [10] 卢军,张卓,杨力生,等.非均相驱油体系与低中渗油藏适应性评价研究[J].*油气藏评价与开发*,2020,10(6):17-23,32.
LU Jun, ZHANG Zhou, YANG Lisheng, et al. Adaptability of heterogeneous flooding system to low-medium permeability reservoirs [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(6): 17-23, 32.
- [11] HUA Zhao, LIN Meiqin, GUO Jinru, et al. Study on plugging performance of cross-linked polymer microspheres with reservoir pores [J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2013, 105: 70-75.
- [12] 贾晓飞,雷光伦,尹金焕,等.孔喉尺度弹性调驱微球与储层匹配关系理论研究[J].*石油钻探技术*,2011,39(4):87-89.
JIA Xiaofei, LEI Guanglun, YIN Jinhuan, et al. The relationship between pore-scale elastic microsphere and formation matching [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(4): 87-89.
- [13] 林日亿,郭玉奇,王晓乾,等.弹性微球通过油层孔隙的临界粒径[J].*应用化工*,2013,42(9):1 571-1 574.
LIN Riyi, GUO Yuqi, WANG Xiaoqian, et al. The critical particle size of elastic microspheres by reservoir pores [J]. *Applied Chemical Industry*, 2013, 42(9): 1 571-1 574.
- [14] 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 throat [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(4): 100-105.
- [15] 梁守成,吕鑫,梁丹,等.聚合物微球粒径与岩芯孔喉的匹配关系研究[J].*西南石油大学学报:自然科学版*,2016,38(1):140-145.
LIANG Shoucheng, LÜ Xin, LIANG Dan, et al. A study on matching relationship of polymer microsphere size [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2016, 38(1): 140-145.
- [16] ROKHFOROUZ M R, AKHLAGHIAMIRI A. Phase-field simulation of counter-current spontaneous imbibition in a fractured heterogeneous porous medium [J]. *Physics of Fluids*, 2017, 29(6): 062104.
- [17] ZHANG Na, HUANG Zhaoqin, YAO Jun, et al. Locally conservative Galerkin numerical simulation for two-phase flow in porous media [J]. *Chinese Journal of Computation Physics*, 2013, 30(5): 667-674.
- [18] 张井志,陈武铠,周乃香,等.T型微通道内液滴形成过程及长度的实验研究[J].*浙江大学学报:工学版*,2020,54(5):1 007-1 013.
ZHANG Jingzhi, CHEN Wukai, ZHOU Naixiang, et al. Experimental study on droplet formation process and length in T-shaped microchannel [J]. *Journal of Zhejiang University: Engineering Science*, 2020, 54(5): 1 007-1 013.
- [19] 冯其红,赵蕴昌,王森,等.基于相场方法的孔隙尺度油水两相流体流动模拟[J].*计算物理*,2020,37(4):439-447.
FENG Qihong, ZHAO Yunchang, WANG Sen, et al. Pore-scale oil-water two-phase flow simulation based on phase field method [J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2020, 37(4): 439-447.
- [20] BADALASSI V E, CENICEROS H D, BANERJEE S. Computation of multiphase systems with phase field models [J]. *Journal of Computational Physics*, 2003, 190(2): 371-397.
- [21] 夏惠芬,翟上奇,冯海潮,等.基于CT扫描技术的岩心孔隙配位数实验研究[J].*实验技术与管理*,2013,30(4):20-23,50.
XIA Huifen, ZHAI Shangqi, FENG Haichao, et al. Experimental research on pore coordination number of cores based on CT scanning technique [J]. *Experimental Technology and Management*, 2013, 30(4): 20-23, 50.
- [22] 姚传进,雷光伦,高雪梅,等.非均质条件下孔喉尺度弹性微球深部调驱研究[J].*油气地质与采收率*,2012,19(5):61-64,115.
YAO Chuanjin, LEI Guanglun, GAO Xuemei, et al. Study on indepth profile control and flooding of pore-scale elastic microspheres under heterogeneous condition [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(5): 61-64, 115.
- [23] 鲁洪江,邢正岩,王永诗.压汞和退汞资料在储层评价中的综合应用探讨[J].*油气采收率技术*,1997,4(2):48-53.
LU Hongjiang, XING Zhenyan, WANG Yongshi. Comprehensive application of mercury injection and mercury removal data in reservoir evaluation [J]. *Oil and Gas Recovery Technology*, 1997, 4(2): 48-53.
- [24] 敬豪,张广东,孙大龙,等.注水倍数对储层微观孔隙结构影响实验研究[J].*石油实验地质*,2020,42(6):1 041-1 046.
JING Hao, ZHANG Guangdong, SUN Dalong, et al. The influence of water flooding multiples on reservoir micro pore structure [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(6): 1 041-1 046.

编辑 刘北羿