

微泡沫直径与地层孔隙直径的匹配关系

史胜龙¹, 王业飞², 温庆志^{3,4}, 赵冀⁵, 李洋⁵, 旷曦域⁵

(1. 青岛大地新能源技术研究院, 山东青岛 266041; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580;
3. 北京大学工学院, 北京 100871; 4. 北京大学工程科学与新兴技术高精尖创新中心, 北京 100871;
5. 中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆库尔勒 841000)

摘要:将气液两相流通过填砂管制备一种气泡直径主要分布于10~100 μm的微泡沫,通过微观实验研究气液比和填砂管渗透率对微泡沫直径的影响,揭示微泡沫封堵机制。采用多测压点人造岩心模拟多孔介质研究微泡沫对地层起封堵作用时微泡沫直径与地层孔隙直径的匹配关系。结果表明:通过调节气液比、填砂管渗透率可实现微泡沫平均气泡直径12.39~99.31 μm可调;当微泡沫平均气泡直径与岩心平均孔隙直径比为1.45~2.16时,微泡沫兼具较好的注入性及深部封堵能力,此时微泡沫直径与岩心孔隙直径相匹配,通过调节微泡沫平均气泡直径,可使微泡沫与渗透率为0.02~10.9 μm²的地层匹配;微泡沫主要通过气泡叠加作用在高渗区域形成暂堵带,后续流动的微泡沫以“弹性变形”或“直接通过”的方式流入低渗区域,少量气泡以“纹理状”结构占据小孔隙处形成封堵;随着气液比增加,微泡沫气泡数量增加,在孔隙处由间歇性的封堵方式向持续的封堵方式转变,微泡沫封堵能力和可变形性增强,气液比为1时的封堵能力最强。

关键词:微泡沫;平均气泡直径;直径比;匹配;封堵机制

中图分类号:TE 136.1 **文献标志码:**A

引用格式:史胜龙,王业飞,温庆志,等.微泡沫直径与地层孔隙直径的匹配关系[J].中国石油大学学报(自然科学版),2018,42(5):114-125.

SHI Shenglong, WANG Yefei, WEN Qingzhi, et al. Matching relationship between microfoam diameter and formation pore diameter[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(5): 114-125.

Matching relationship between microfoam diameter and formation pore diameter

SHI Shenglong¹, WANG Yefei², WEN Qingzhi^{3,4}, ZHAO Ji⁵, LI Yang⁵, KUANG Xiyu⁵

(1. Qingdao Dadi Institute of New Energy Technologies, Qingdao 266041, China;
2. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;
3. College of Engineering in Peking University, Beijing 100871, China;
4. Engineering Science and Innovative Technology Development Center in Peking University, Beijing 100871, China;
5. Research Institute of Exploration and Development, Tarim Oilfield Branch Company, PetroChina, Korla 841000, China)

Abstract: In order to further understand the matching relationship between microfoam diameter and formation pore diameter, one microfoam with bubble diameter distribution from 10 to 100 μm was fabricated by gas/fluid flow through sandpack, through which the effect of gas liquid ratio and sandpack permeability on microfoam diameter were investigated, and the plugging mechanism of microfoam were revealed by micromodel tests. The displacement experiments were conducted using artificial core with multiple pressure points to simulate porous media, and the matching relationship between microfoam diameter and formation pore diameter was studied when microfoam plugged formation was established. The results show that average

收稿日期:2018-02-15

基金项目:长江学者和创新团队发展计划项目(IRT1294);中国石油天然气股份有限公司重大专项(2014E-2107)

作者简介:史胜龙(1988-),男,研究员,博士,研究方向为油田化学与提高采收率。E-mail:essenssl@163.com。

bubble diameter of microfoam could be controlled from 12.39 to 99.31 μm by changing gas liquid ratio and sandpack permeability. When the ratio of microfoam average bubble diameter to core average pore diameter is 1.45–2.16, microfoam shows both good better injectivity and deep plugging capacity, which considers the microfoam diameter matches with core pore diameter at the moment. The microfoam could be matched with permeability from 0.02 to 10.9 μm^2 by adjusting the average bubble diameter of microfoam. The microfoam would create a temporary blocking zone in high permeable region through bubble accumulation, and the subsequent microfoam would flow through the low permeable region directly or by means of elastic deformation. A small amount of finely textured microfoam with smaller bubbles could occupy pore to form plugging. As the increase of gas liquid ratio, the bubble quantity of microfoam increases, and the blocking mode of microfoam at pore changes from intermittent plugging to continuous plugging, which leads to the enhancement of plugging capacity and deformability of microfoam. The strongest plugging capacity is reached when the gas liquid ratio is 1.

Keywords: microfoam; average bubble diameter; diameter ratio; matching; plugging mechanism

泡沫调驱技术具有良好的封堵能力及其对油水、非均质地层的选择性等特点^[1],被认为是一项极具发展潜力的三次采油技术^[2],但存在泡沫注入性差等问题^[3]。科研人员通过高速搅拌剪切的方法制备了气泡微细、含气率高、良好稳定性的微泡沫^[4],表现出良好稳定性,能够匹配不同尺寸的孔隙通道^[5-6],与聚合物/表面活性剂二元驱相比,微泡沫驱具有低注入压力、较高最大驱替压力、较长的突破时间等特点^[7],表现出一定的调驱潜力,但其体积不易控制且均一度较差,微泡沫的结构、稳定性、形成过程与其在多孔介质中存在显著差异^[8]。利用微流法制备微泡沫^[9-11],通过调节气液流速,起泡剂质量浓度及反应器的尺寸、温度、压力等因素可获得气泡直径 10 ~ 100 μm 可调且均匀度较好的微泡沫,微泡沫对具有裂缝发育、渗透率级差为 4 的微观非均质模型具有较好的调驱效果,微泡沫驱后,模型含油饱和度小于 20%^[12]。微流法制备微泡沫的研究仍停留在微观模型阶段,Shi 等^[13-14]将气液同时注入填砂管制备出直径细小、均匀度高的微泡沫,研究了微泡沫直径的影响因素并分析微泡沫改善剖面能力,有效解决了微泡沫直径不易控制和不能应用于物模试验等问题。笔者在前期研究^[15-17]的基础上,将气液两相流通过填砂管制备微泡沫,分析填砂管渗透率和气液比对微泡沫直径的影响,并通过岩心驱替实验研究微泡沫直径与地层孔隙直径的匹配关系,同时借助可视化微观非均质模型,揭示微泡沫封堵机制,并将微泡沫、乳状液、聚合物微球、冻胶分散体的封堵机制进行对比,以期增加对微泡沫在油藏中运移规律的认识。

1 实验

1.1 实验仪器和材料

实验仪器:填砂管发泡器($\Phi 0.4\text{ cm} \times 15\text{ cm}$,通过不同尺寸石英砂填制不同渗透率填砂管),耐压

可视化微观模型夹持器(可通过加热套加热至 180 $^{\circ}\text{C}$),PLC-1 型恒压恒速泵, $\Phi 2.5\text{ cm} \times 30\text{ cm}$ 岩心及与其配套的多测压点岩心夹持器,岩心夹持器中间分布 2 个测压点,分别距入口端 10、20 cm,其示意图如图 1 所示,海安县石油科研仪器有限公司;SZX7 体式显微镜,日本奥林巴斯有限公司;“线形”微观可视化玻璃模型(有效尺寸 40 mm \times 2.5 mm \times 0.08 mm),非均质微观模型,由圆柱形骨架和流动通道组成(下方区域圆柱间距 0.09 mm,圆柱直径为 0.48 mm,上方区域圆柱间距 0.045 mm,圆柱直径为 0.16 mm,模型深度 0.08 mm,白色区域为流动通道),其示意图如图 2 所示,胜利油田地质科学研究院。

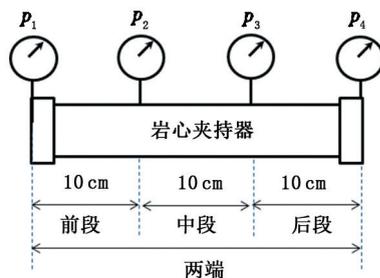


图 1 岩心夹持器示意图

Fig. 1 Schematic diagram of core holder

实验材料:起泡剂为甜菜碱表面活性剂,成都华阳兴华化工有限公司;气体为氮气,纯度 99.9%,青岛天源气体制造有限公司;实验用水为模拟地层水,矿化度为 200 572 mg/L,主要离子质量浓度:Ca²⁺为 11 000 mg/L、Mg²⁺为 550 mg/L、Na⁺为 66 000 mg/L、Cl⁻为 123 022 mg/L。

1.2 实验方法

1.2.1 微泡沫制备及微观流动实验

微泡沫制备实验中通过线型微观模型观察微泡沫微观形态,实验流程见图 3。实验步骤为:将微观模型置于耐压可视化微观模型夹持器中;将烘箱和微观模型夹持器加热套温度调至 90 $^{\circ}\text{C}$,加回压至 6

MPa;将氮气和起泡液以一定的比例同时注入填砂管发泡器中制备微泡沫,通过显微镜观察微泡沫的形态;用IS图片处理软件对微泡沫微观图片进行分析,在视野内选取200个以上气泡,计算微泡沫平均气泡直径和变异系数^[15],即

$$\bar{d}_m = \frac{\sum d_i n_i}{n_i}, \tag{1}$$

式中, \bar{d}_m 为微泡沫平均气泡直径, μm ; d_i 为第*i*个气泡的直径, μm ; n_i 为第*i*个气泡。

$$C_V = \delta / \bar{d}_m, \tag{2}$$

式中, C_V 为微泡沫直径的变异系数; δ 为微泡沫直径的标准差值。

微泡沫流动实验中利用非均质微观模型分析微泡沫封堵机制,与微泡沫制备实验过程较为相似,将图3中微观模型转换为非均质微观模型。将氮气和起泡液以一定的比例、0.02 mL/min的总注入速率同时注入填砂管发泡器中制备微泡沫,用显微镜记录微泡沫在非均质微观模型高渗、低渗区域的波及情况,并分析微泡沫的封堵机制。

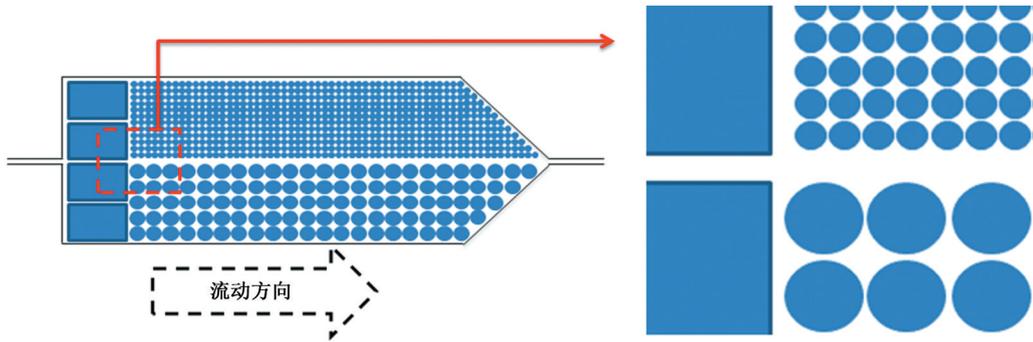


图2 非均质微观模型示意图

Fig. 2 Schematic diagram of heterogeneous micromodel

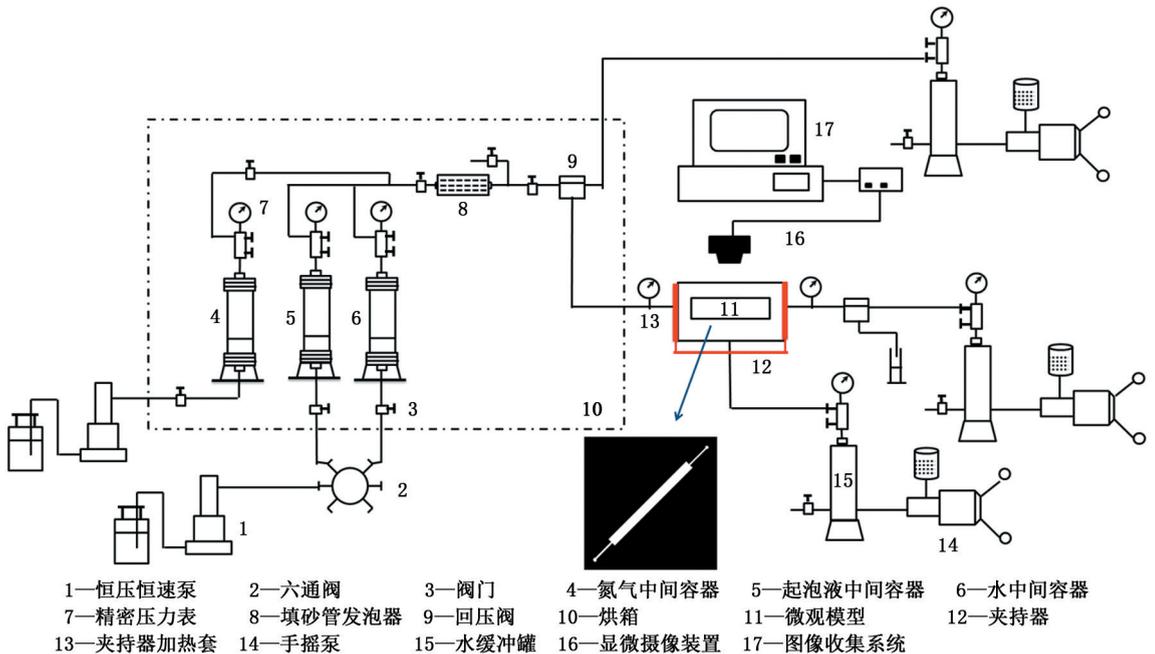


图3 微泡沫制备实验流程

Fig. 3 Schematic diagram of microfoam fabrication

1.2.2 微泡沫岩心驱替实验

将岩心抽真空,饱和模拟地层水,水测岩心渗透率并计算孔隙度;以1 mL/min的注入速度向岩心中注入1V_p(孔隙体积)模拟地层水,然后将氮气和起泡液以一定的比例、1 mL/min的总注入速率同时注入

填砂管发泡器中产生指定平均气泡直径的微泡沫,并将2V_p微泡沫连续注入岩心中,再以1 mL/min的注入速度向岩心中注入2V_p模拟地层水,记录驱替过程中岩心夹持器各测压点的压力;实验中起泡液配方为2000 mg/L SL1,温度为90 ℃,回压为6 MPa。

阻力系数用于衡量微泡沫的注入性,残余阻力系数用于评价微泡沫的封堵性。实验过程中,微泡沫的阻力系数 F_R 和残余阻力系数 F_{RR} 的计算公式为

$$F_R = \Delta p_m / \Delta p_{w1}, \quad (3)$$

式中, Δp_m 为注微泡沫时岩心夹持器入口端和出口端的压差(或沿程相邻2个测压点的压差),MPa; Δp_{w1} 为注微泡沫前、注水 $1V_p$ 时岩心夹持器入口端和出口端的压差(或沿程相邻2个测压点的压差),MPa。

$$F_{RR} = \Delta p_{w2} / \Delta p_{w1}, \quad (4)$$

式中, Δp_{w2} 为注微泡沫后进行水驱时岩心夹持器入口端和出口端的压差(或沿程相邻2个测压点的压差),MPa。

2 结果分析

2.1 微泡沫制备

通过微泡沫平均气泡直径这一参数对微泡沫进行表征,变异系数用于描述微泡沫气泡分布的均匀程度,变异系数越小,气泡分布越均匀,研究气液比、填砂管渗透率对微泡沫直径的影响,结果如表1所示。

2.1.1 气液比影响

改变气液比可以得到形态不同、直径分布不同的微泡沫,如图4所示(表1中的序号1~7)。当气液比较小时(如0.20、0.25),微泡沫中气泡以孤立的球体存在,气泡直径分布在10~40 μm 。由于气液比较低,气泡在多孔介质中混合时可迅速生成直径微小的气泡,同时降低了气泡间的接触机会,因此微泡沫中气泡以孤立的球体存在。当气液比增大(如0.50时),同一时间内注入多孔介质中气体的量增加,微泡沫中气泡个数增多、直径变大,气泡以点接触或独立的球体存在。当气液比进一步增大(如1.00时),气泡直径增大、分布变宽,多数气泡直径小于60 μm ,但存在少量大气泡,气泡主要以面接触的球体存在。随着气液比增加,气泡形成过程中同一时间内会有更多的气体进入成长的气泡中,气泡体积增大对起泡沫引起的阻力也随着增大,削弱了多孔介质剪切作用,同时气泡间的碰撞聚集机率增

大,易形成大气泡,导致微泡沫气泡直径增大^[18]。当气液比继续增大(如3.00时),大气泡的数量增多,大气泡逐渐向不规则的椭球形转变,气泡间接触方式为面接触。随着气液比增大,微泡沫平均气泡直径由21.05 μm 增大至42.88 μm ,均属于微泡沫范畴,但气液比增大导致泡沫的变异系数增大,意味着微泡沫粒径分布变宽,趋于不均匀^[19]。

表1 微泡沫直径影响因素实验结果

Table 1 Results of diameter influence factors of microfoam

序号	气液比	填砂管渗透率/ μm^2	微泡沫平均气泡 直径/ μm	变异系数
1	0.20	1.12	21.05	0.071
2	0.25	1.12	22.41	0.078
3	0.33	1.12	23.11	0.089
4	0.50	1.12	24.74	0.112
5	1.00	1.12	27.10	0.141
6	2.00	1.12	35.69	0.199
7	3.00	1.12	42.88	0.252
8	0.20	0.21	12.39	0.048
9	0.25	0.21	12.91	0.055
10	0.33	0.21	13.76	0.064
11	0.50	0.21	14.37	0.081
12	1.00	0.21	15.21	0.102
13	2.00	0.21	18.89	0.139
14	0.20	0.48	15.03	0.059
15	0.25	0.48	15.51	0.064
16	0.33	0.48	16.54	0.074
17	0.50	0.48	20.85	0.093
18	1.00	0.48	23.86	0.122
19	2.00	0.48	26.89	0.164
20	0.20	4.21	34.38	0.107
21	0.25	4.21	36.54	0.116
22	0.33	4.21	37.48	0.134
23	0.50	4.21	41.25	0.168
24	1.00	4.21	46.44	0.217
25	2.00	4.21	53.66	0.298
26	0.20	8.56	53.46	0.135
27	0.25	8.56	55.01	0.147
28	0.33	8.56	58.08	0.172
29	0.50	8.56	61.43	0.212
30	1.00	8.56	65.21	0.275
31	2.00	8.56	72.26	0.377
32	0.20	15.26	78.19	0.159
33	0.25	15.26	81.23	0.184
34	0.33	15.26	83.22	0.213
35	0.50	15.26	85.47	0.262
36	1.00	15.26	92.27	0.335
37	2.00	15.26	99.31	0.447

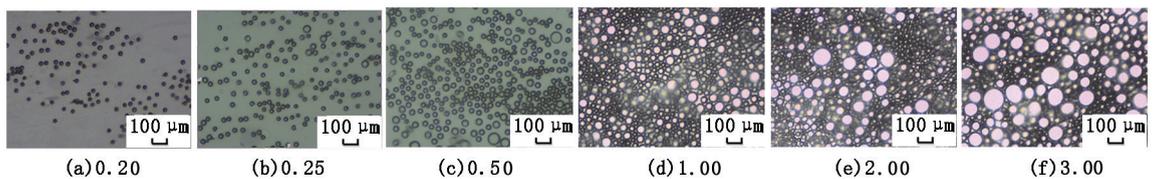


图4 不同气液比下微泡沫微观图像

Fig. 4 Micrographs of microfoam formed under different gas liquid ratio

2.1.2 填砂管渗透率

分别填制渗透率为0.21、0.48、1.12、4.31、

8.56、15.26 μm^2 的填砂管制备微泡沫,研究渗透率对微泡沫直径的影响(表1中的序号1~37)。可以

看出,同一气液比下,微泡沫平均气泡直径、变异系数随着渗透率增大而增大。根据泊稷叶方程和达西公式可以计算出多孔介质平均孔隙直径与渗透率和孔隙度的关系:

$$\bar{d}_{\text{填}} = \sqrt{\frac{32k\xi}{\varphi}}, \quad (5)$$

式中, $\bar{d}_{\text{填}}$ 为填砂管的平均孔隙直径, μm ; k 为渗透率, μm^2 ; φ 为孔隙度; ξ 为孔隙结构形状特征参数, 取值范围在 25/12 ~ 2.5, 本文中特征参数取 2.5^[20-21]。

经计算 0.21 ~ 15.26 μm^2 填砂管发泡器的平均孔隙直径分别为 7.22、10.46、15.91、30.50、43.55、57.21 μm , 孔隙直径变大, 毛细管压力越小, 形成气泡所受阻力减小, 导致剪切作用减弱, 气液混合不充分, 加快了气泡成形, 不利于形成均一的气泡, 平均气泡直径增大^[22]。根据实验数据统计, 不同气液比下, 微泡沫平均气泡直径与填砂管平均孔隙直径主要呈 1.23 ~ 1.79 倍的关系, 这与王壮壮等^[23] 研究结果相似, 说明微泡沫直径与填砂管孔隙直径有较好的相关关系。

2.2 微泡沫与地层匹配关系

微泡沫和岩心孔隙各存在一个特征尺寸, 即微泡沫平均气泡直径和岩心平均孔隙直径, 因此引入直径比(微泡沫平均气泡直径与岩心平均孔隙直径的比值)^[24] 用于分析当直径比在某个数值范围内时微泡沫直径才与岩心孔隙直径匹配, 其表达式为

$$\delta = \frac{\bar{d}_m}{\bar{d}}, \quad (6)$$

式中, δ 为直径比; \bar{d} 为岩心平均孔隙直径, μm 。

通过整理分析 200 多块人造岩心(渗透率为(4 ~ 4512) $\times 10^{-3}$ μm^2) 的压汞资料, 得出岩心渗透率和平均孔隙直径的关系如图 5 所示。可以看出, 岩心渗透率与平均孔隙直径呈明显的正相关性, 随着渗透率增加, 岩心平均孔隙直径逐渐增大。可得拟合公式为

$$\bar{d}_c = 26.7361k^{0.3932}, \quad (7)$$

式中, \bar{d}_c 为岩心平均孔隙直径, μm ; k 为岩心渗透率, μm^2 。

拟合公式(7)与高明等^[24] 研究结果相似, 回归方程整体拟合度 R^2 为 0.969, 较好地反映了岩心渗透率与平均孔隙直径的关系, 后续岩心驱替实验根据此公式计算岩心的平均孔隙直径。微泡沫岩心驱

替实验条件见表 2。

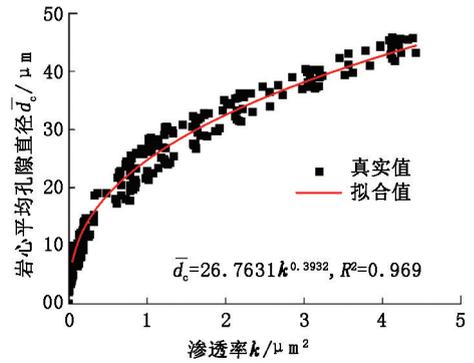


图5 人造岩心渗透率与平均孔隙直径关系

Fig.5 Relationship between permeability and average pore diameter of artificial core

表2 微泡沫岩心驱替实验条件

Table 2 Experimental conditions of microfoam core displacement

序号	岩心基本参数			微泡沫基本参数		
	渗透率/ μm^2	孔隙度/%	平均孔隙直径/ μm	气液比	平均气泡直径/ μm	直径比
1	0.021	16.47	5.86	1.00	27.10	4.63
2	0.048	16.19	8.11	1.00	27.10	3.34
3	0.097	17.27	10.69	1.00	27.10	2.53
4	0.145	17.88	12.53	1.00	27.10	2.16
5	0.187	18.89	13.84	1.00	27.10	1.96
6	0.398	19.32	18.63	1.00	27.10	1.45
7	0.613	20.91	22.08	1.00	27.10	1.23
8	0.815	21.79	24.69	1.00	27.10	1.10
9	1.021	22.28	26.98	1.00	27.10	1.00
10	1.229	23.56	29.02	1.00	27.10	0.93
11	1.614	24.20	32.31	1.00	27.10	0.84
12	2.122	27.48	35.98	1.00	27.10	0.75
13	3.098	28.95	41.75	1.00	27.10	0.65
14	4.129	29.62	46.74	1.00	27.10	0.58
15	0.023	16.55	6.07	1.00	15.21	2.50
16	0.033	16.82	7.00	1.00	15.21	2.17
17	0.048	16.12	8.11	1.00	15.21	1.88
18	0.093	17.12	10.52	1.00	15.21	1.45
19	0.187	18.89	13.84	1.00	15.21	1.10
20	0.398	19.32	18.63	1.00	15.21	0.82
21	0.412	19.32	18.88	1.00	46.44	2.46
22	0.613	20.91	22.08	1.00	46.44	2.10
23	0.815	21.79	24.69	1.00	46.44	1.88
24	1.620	24.20	32.31	1.00	46.44	1.44
25	2.953	28.95	40.97	1.00	46.44	1.13
26	4.113	29.85	46.74	1.00	46.44	0.99
27	0.198	20.01	14.16	0.20	21.05	1.49
28	0.191	19.65	13.96	0.25	22.41	1.61
29	0.189	19.03	13.90	0.33	23.11	1.66
30	0.206	18.93	14.38	0.50	24.74	1.72
31	0.214	19.58	14.60	2.00	26.89	1.84

2.2.1 直径比影响

保持微泡沫平均气泡直径 27.10 μm 不变, 通过改变岩心的渗透率来获得不同数值的直径比($\delta = 0.58 \sim 4.63$, 表 2 中的序号 1 ~ 14)。不同直径比下, 3 种典型的微泡沫注入压力曲线如图 6 所示。

由图6(a)可知,当直径比为0.84时,微泡沫注入过程中,各段压差较低且上升缓慢,表明微泡沫具有较好的注入性,仅有少数直径较大的气泡依靠堆积封堵的方式暂堵孔隙,不能形成有效封堵,表现在微

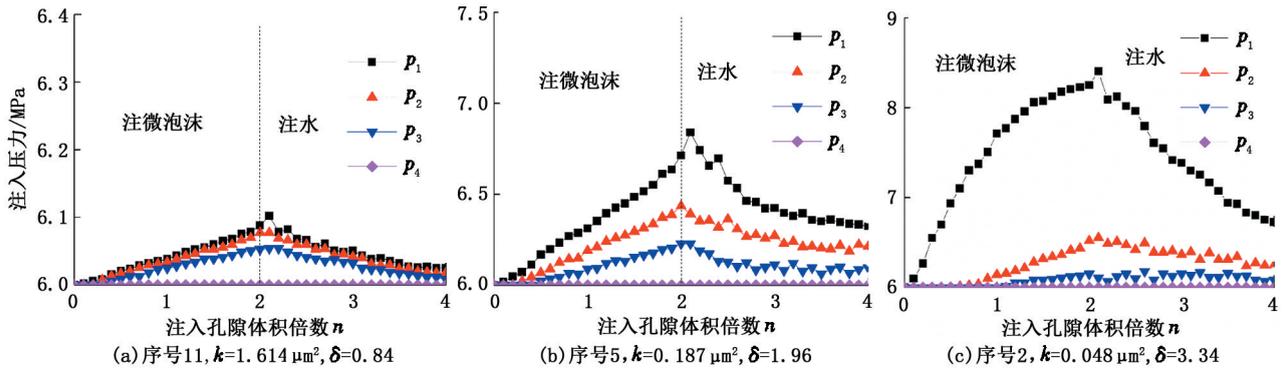


图6 不同直径比下微泡沫注入压力曲线

Fig. 6 Microfoam injection pressure curve with different diameter ratio

由图6(b)可知,当直径比为1.96时,注微泡沫初期,入口端压力迅速升高,微泡沫先在岩心入口端形成封堵。当微泡沫注入量增加至 $0.2V_p$ 、 $0.5V_p$ 时,岩心测压点2、测压点3开始起压,微泡沫逐渐向地层深部运移。注微泡沫结束时,岩心沿程3段的压差分别为0.28、0.21、0.22 MPa,压差相差不明显,表明微泡沫注入性较好,在岩心沿程的分布较为均匀,可在地层深部产生封堵。后续水驱时,除 p_4 外,各测压点压力呈波动下降的趋势,在后续水驱为 $0.4V_p$ 、 $0.8V_p$ 时,岩心中段、后段压差先后达到最高值,说明微泡沫能运移到岩心中后部,起到深部封堵作用,表明微泡沫具有封堵—运移—封堵的特点。注入 $2V_p$ 模拟地层水后,岩心各段仍保持一定的封堵压差,表明微泡沫较好的耐水冲洗能力。

由图6(c)可知,当直径比为3.34时,微泡沫注入过程中,前段压差急剧上升,中后段压差略有增加,由于微泡沫平均气泡直径远大于孔隙直径,毛管力易达到使微泡沫破灭的临界毛管力,微泡沫的稳定性和表观黏度降低,流动阻力减小,无法进入到岩心深部形成封堵^[26]。后续水驱过程中,前段压差迅速降低,中后段压差变化不明显,表明微泡沫在后续水的驱替作用下,多数微泡沫被冲散,少量微泡沫进入岩心深部,不能在岩心深部形成有效压力梯度,导致后续水驱中后段压差变化不大,前段压差迅速降低。上述实验结果表明,直径比是影响微泡沫运移封堵性能的重要参数,只有当微泡沫气泡直径与地层孔隙直径匹配时,微泡沫才能同时具有较好的注入性和深部封堵性能。因此通过计算注入 $2V_p$ 微泡

沫注入过程中,压差上升缓慢。后续水驱时,微泡沫在后续流体的推动下进入地层深部,岩心中段、后段压差有小幅波动,但由于此时微泡沫的封堵能力不强,后续水驱结束时各段的压差接近水驱时压差。

沫后的瞬时阻力系数、及后续水驱 $2V_p$ 后的瞬时残余阻力系数来进一步研究直径比对微泡沫注入性及封堵性的影响,结果见图7。

由图7(a)可知,不同直径比条件下,微泡沫均能在多孔介质中产生流动阻力,随着直径比增大,岩心前段的阻力系数逐渐增大,中段、后段及两端阻力系数先增大后减小,微泡沫注入性能逐渐变差。当直径比小于1.45时,前段、中段、后段阻力系数相差不大,且数值较小,表明微泡沫具有较好的注入性且能够在岩心中较好运移。当直径比在1.45~2.16之间时,3段阻力系数均具有较高的数值,前段、中段的阻力系数略高于后段,且岩心两端的阻力系数达到最大值,表明该直径比下的微泡沫在地层中分布比较均匀,既具有较高的流动阻力又表现出较好的运移性。当直径比大于2.16时,前段阻力系数大于中段、后段阻力系数,说明此时微泡沫受岩心端面的影响较大,注入性较差。

由图7(b)看出,当直径比小于1.45时,中段、后段残余阻力系数略大于前段,说明微泡沫在后续注入水的推动下,可以运移到岩心深部,但由于岩心前段、中段、后段的残余阻力系数较小,其深部封堵能力较弱。当直径比在1.45~2.16之间时,岩心3段及两端的残余阻力系数较高且相差不大,表明微泡沫的运移性及耐水冲刷能力良好,可以有效封堵地层深部。当直径比大于2.16,随着直径比增大,前段残余阻力系数逐渐高于后段,岩心两端的残余阻力系数逐渐减小,表明微泡沫主要聚集在岩心入口端,部分微泡沫能够进入岩心深部,但无法再形成有效压力梯度,深部封堵能力较弱。

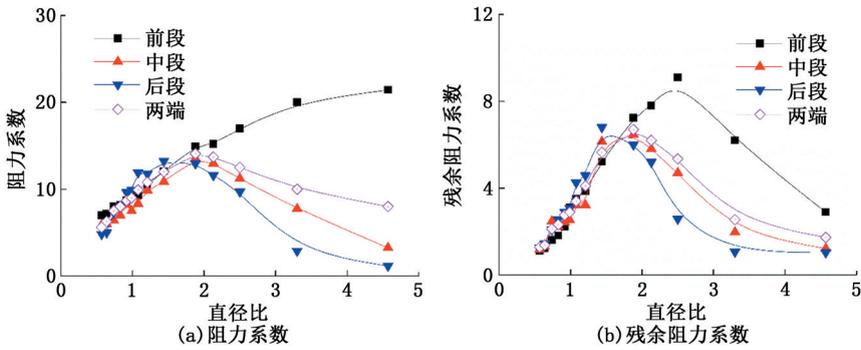


图7 直径比对微泡沫注入性及封堵性的影响

Fig.7 Effect of diameter ratio on injection ability and plugging capability of microfoam

微泡沫在多孔介质中运移时,当直径比较小时 ($\delta < 1.45$),微泡沫具有较好的注入性和运移性,但对岩心深部的封堵能力较弱;当直径比较大时 ($\delta > 2.16$),微泡沫易在孔隙端面形成堵塞,注入性及运移性较差;当直径比为较优值时 ($1.45 < \delta < 2.16$),微泡沫具有较好的注入性及封堵性,虽然此时微泡沫平均气泡直径大于岩心平均孔隙直径,但在地层压力梯度作用下,微泡沫可以运移至岩心深部,有效的封堵岩心深部区域,并且能够保持较高的残余阻力系数。根据上述直径比,可以认为平均气泡直径为 $27.10 \mu\text{m}$ 的微泡沫对于渗透率为 $0.145 \sim 0.398$

μm^2 的地层具有较好的注入性和深部封堵性,即平均气泡直径为 $27.10 \mu\text{m}$ 的微泡沫与渗透率为 $0.145 \sim 0.398 \mu\text{m}^2$ 的地层匹配。

通过一种平均气泡直径微泡沫与地层匹配关系并不能够作为不同渗透率的地层微泡沫直径的筛选标准。分别保持微泡沫平均气泡直径 15.21 、 $46.44 \mu\text{m}$ 不变,改变岩心渗透率,再次研究直径比对微泡沫注入性及封堵性的影响(表2中的序号15~20、21~26),进而验证平均气泡直径为 $27.10 \mu\text{m}$ 微泡沫的注入性及封堵性实验结果作为微泡沫与地层匹配关系的筛选是否具有适用性,结果如图8所示。

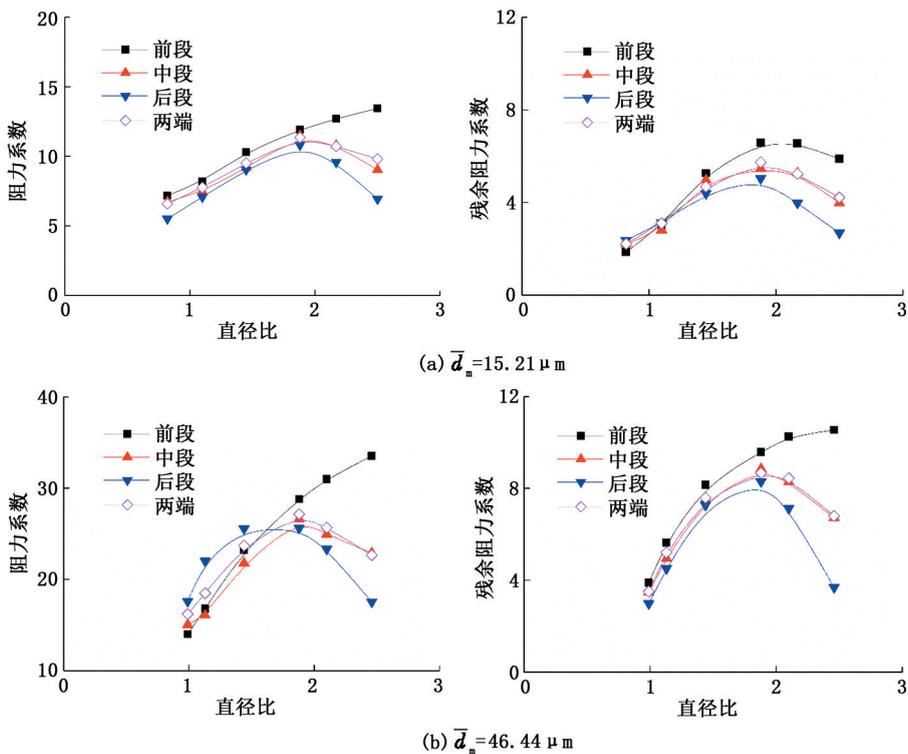


图8 直径比对微泡沫注入性及封堵性的影响

Fig.8 Effect of diameter ratio on injection ability and plugging capability of microfoam

由图8可以看出,对于平均气泡直径为 $15.21 \mu\text{m}$ 的微泡沫,当 $1.45 < \delta < 2.17$ 时,岩心3段及两端

的阻力系数和残余阻力系数均较大;而对于平均气泡直径为 $46.44 \mu\text{m}$ 的微泡沫,只有当 $1.44 < \delta < 2.10$

时,岩心各段和两端的阻力系数和残余阻力系数才具有较大值,此时微泡沫同时具有较高的注入性和封堵性,因此将直径比($1.45 < \delta < 2.16$)作为微泡沫与地层匹配关系的筛选依据具有较好的适用性。通过调节微泡沫平均气泡直径,可使微泡沫与渗透率为 $0.02 \sim 10.9 \text{ m}^2$ 的地层匹配。

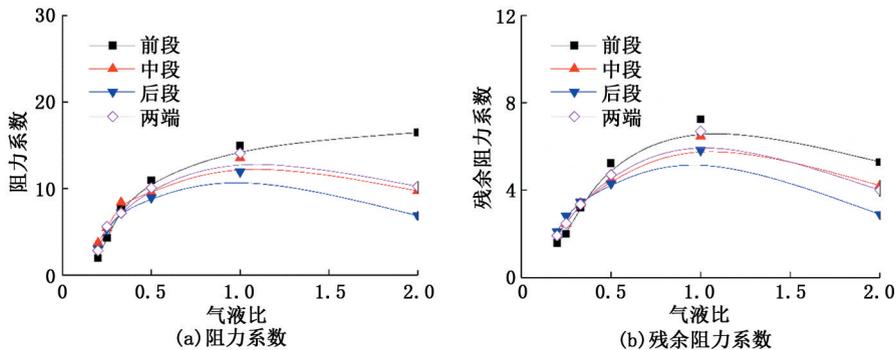


图9 气液比对微泡沫注入性及封堵性的影响

Fig. 9 Effect of gas liquid ratio on injection ability and plugging capability of microfoam

由图9(a)可知,随着气液比由0.20增加至2.00,各段阻力系数先增大后减小。当气液比低于0.50时,岩心各段阻力系数相差不大,但数值较低,说明当气液比低于0.50时,微泡沫在多孔介质中分布较为均匀,但由于单位时间内生成气泡的个数较少,微泡沫表观黏度较低,微泡沫在各段的封堵能力较弱。当气液比为1.00时,各段阻力系数达到最大且数值较为接近,此时微泡沫表观黏度较高,同时具有较好的注入性和深部封堵能力。当气液比大于1.00时,前段、中段阻力系数明显高于后段阻力系数,此时生成微泡沫数量增多,单位时间通过岩心入口端的气泡数增多且较短距离内达到最大值,导致其注入性变差,同时,较高的气液比使微泡沫的稳定性变差,微泡沫运移过程中容易气窜,微泡沫表观黏度降低,在岩心中后段的封堵能力变差,前段阻力系数迅速增加且显著高于中后段阻力系数^[27]。

由图9(b)看出,岩心各段及两端残余阻力系数随气液比的增加先增加后降低。当气液比低于0.33时,各段及两端残余阻力系数封堵率较低,耐水冲刷的能力较弱。当气液比为0.50或1.00时,后段残余阻力系数大于前段和中段,且各段残余阻力系数较大,表明微泡沫较好的耐水冲刷能力和深部封堵能力。当气液比增加至2.00时,前段残余阻力系数明显高于中后段,深部封堵效果变差。结果表明,不同气液比下,微泡沫在孔隙直径匹配岩心的不同位置均产生一定的流动阻力,但微泡沫的应用需要一个合适的气液比,在这个气液比下,即能生成

2.2.2 气液比影响

通过改变填砂管渗透率,制备不同气液比下平均气泡直径接近的微泡沫,在直径比数值保持较优的条件下($1.45 < \delta < 2.16$),研究气液比对微泡沫注入性及封堵性的影响(表1中序号5、27~31),结果如图9所示。

数量较多的微泡沫,又能保证其具有较好注入性、深部运移封堵性及耐水冲刷性,当气液比为0.50或1.00时能满足上述条件,后续注入性及封堵性实验采用气液比1.00制备微泡沫。

2.3 微泡沫微观流动实验

2.3.1 微泡沫封堵机制及封堵效果分析

为了分析微泡沫封堵机制,图10给出了微泡沫前缘首次突破微观模型时(微观图片中最右侧的位置)不同气液比微泡沫在模型高渗、低渗区域波及体积的微观图像。由图10(a)看出,当气液比为0.25时,产生气泡的个数较少,分布在孔隙的气泡较为疏松,微泡沫主要依靠孔隙对气泡的吸附产生一定的流动阻力,而此时依靠气泡微堆积封堵高渗孔隙的能力较弱,微泡沫在高渗区域的流动速率较快,易在高渗区域形成无效循环,对低渗区域波及的范围较小。

由图10(b)可知,随着气液比增加至0.50时,产生气泡的个数增多,多个气泡通过叠加滞留作用在高渗区域孔隙处形成堆积封堵,致使微泡沫在高渗区域的流动阻力增加,多数气泡依靠“直接通过”的方式开始向模型低渗区域流动,少量气泡以“气泡陷入”方式封堵小孔隙,并呈“细纹理状”分布。虽然依靠多个气泡叠加作用产生封堵作用的强度有限,高渗区域物理堆积的气泡易被冲散,但微泡沫在流动过程中会不断重复暂堵、运移的过程,使后续微泡沫由高渗孔隙向低渗孔隙发生液流转向,低渗区域的波及体积随着微泡沫注入量的增加逐渐增大。

由图 10(c) 看出, 当气液比增大至 1.00 时, 在高渗区域孔隙处堆积的气泡数量增多, 气泡变形通过孔隙时的流动阻力增大, 同时部分气泡直径大于高渗区域孔隙直径, 微泡沫在高渗区域产生的贾敏效应进一步增强, 微泡沫流速逐渐降低, 抵御后续流体冲刷的能力增强。此时进入低渗区域气泡的个数逐渐增多, 流经小孔隙时, 气泡主要以“直接通过”

或“弹性变形”方式通过, 进一步提高了微泡沫在低渗区域的波及体积。

由图 10(d) 看出, 当气液比继续增大至 3.00 时, 大气泡的个数明显增多, 微泡沫前缘有气泡聚并现象的发生, 气泡破裂后产生的气体增多, 易形成气窜, 导致微泡沫的封堵强度降低, 模型低渗区域的波及能力减弱, 改善微观非均质能力减弱^[28]。

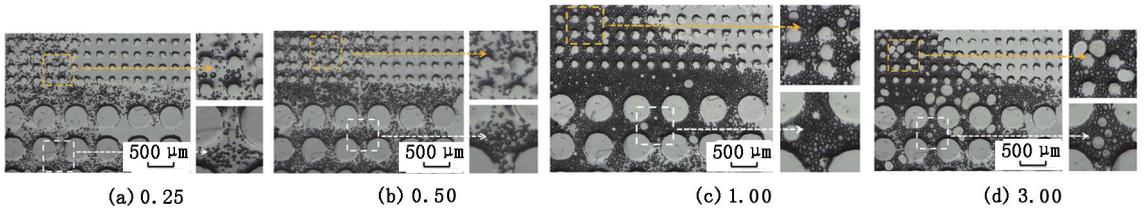


图 10 前缘突破时微泡沫在模型高渗、低渗区域的波及体积微观图像

Fig. 10 Microscopic images of microfoam propagation front swept volume in low permeable regions and high permeable regions at the time of breakthrough

为了对比不同气液比下微泡沫在模型高渗、低渗区域的波及效果, 通过参数“微泡沫无量纲前缘”量化对比了前缘突破微观模型时微泡沫在高渗、低渗区域的波及情况, 如图 11 所示。其中微泡沫无量纲前缘定义为微观图片中气泡前缘在每行孔隙位置的算术平均值与模型流动通道长度的比值^[16]。以图 10(c) 为例, 图 11 中 2 条垂直的虚线代表微泡沫在高渗、低渗区域无量纲运移前缘, 水平虚线代表模

型流动通道长度。由图 11 可知, 随着气液比增大, 突破时微泡沫在高渗、低渗区域的运移前缘先增大后减小, 气液比为 1.00 时达到最大。这是由于随着气液比增加, 微泡沫流型由分散疏松、互相孤立的气泡转换为密集分布、点面接触的气泡, 微泡沫表观黏度逐渐升高^[29], 微泡沫在孔隙处由间歇性的封堵方式向持续的封堵方式转变, 微泡沫封堵孔隙的强度逐渐增加, 从而显著改善了波及体积。但气液比增

2.3.2 不同微米级封堵体系封堵机制对比

大至 3.00 后, 气泡的分布变宽, 稳定性变差, 易发生气泡聚并, 导致微泡沫封堵强度降低, 改善微观非均质能力变差。

由于能够制备出相同微米级别的微泡沫、乳状液、聚合物微球以及冻胶分散体, 推测它们的封堵机制较为相似, 也存在各自的特点。根据乳状液液滴直径、微球直径、冻胶分散体颗粒直径与多孔介质孔隙直径的关系总结了乳状液、微球、冻胶分散体的封堵机制, 并与微泡沫进行对比。

乳状液液滴直径对其在多孔介质中的流动阻力有较大影响。当液滴直径小于岩心孔隙直径时, 乳状液液滴易通过孔隙, 多个乳滴会聚集在孔隙暂堵的机率较小, 无法形成较大的流动阻力。当液滴直径远大于孔隙直径时, 通过孔隙时受到的剪切作用较强, 表现为破碎通过、变成更加细小乳滴, 或发生破乳现象, 大部分压力在岩心入口端损失, 无法运移至岩心深部形成有效压力梯度。只有当乳状液液滴直径略高于岩心孔隙直径, 乳状液通过变形的的方式通过孔隙, 随着注入量增加, 乳状液液滴在孔隙处聚集, 对孔隙的封堵具有叠加作用, 封堵能力较强, 此时认为乳状液液滴直径与岩心孔隙直径匹配。当匹配关系较好时, 乳状液对于非均质地层能表现出较好的调剖能力^[30-32]。

聚合物微球直径($d_{\text{聚}}$)与岩心孔隙直径($d_{\text{孔}}$)的匹配关系主要有 5 种: ①当 $d_{\text{聚}}/d_{\text{孔}} \leq 0.157$ 时, 聚合物微球能够顺利通过孔隙; ②当 $0.157 < d_{\text{聚}}/d_{\text{孔}} \leq 1$ 时, 多个聚合物微球可形成架桥封堵, 但当驱替压力

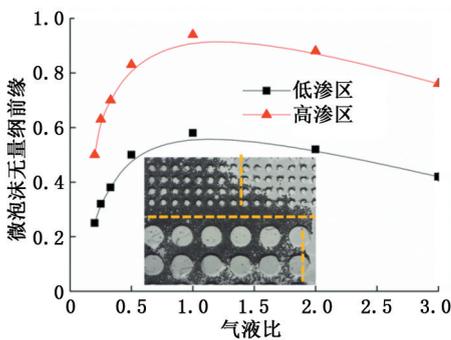


图 11 突破模型时微泡沫前缘在高渗、低渗区域的位置

Fig. 11 Comparison of dimensionless microfoam propagation front in high permeable region and low permeable region at the time of breakthrough

型流动通道长度。由图 11 可知, 随着气液比增大, 突破时微泡沫在高渗、低渗区域的运移前缘先增大后减小, 气液比为 1.00 时达到最大。这是由于随着气液比增加, 微泡沫流型由分散疏松、互相孤立的气泡转换为密集分布、点面接触的气泡, 微泡沫表观黏度逐渐升高^[29], 微泡沫在孔隙处由间歇性的封堵方式向持续的封堵方式转变, 微泡沫封堵孔隙的强度逐渐增加, 从而显著改善了波及体积。但气液比增

强度增大到一定程度时会形成突破;③当 $1 < d_{\text{聚}}/d_{\text{孔}} \leq 1.5$ 时,聚合物微球主要以“弹性变形”方式通过孔隙,随着聚合物微球的不断注入,聚合物微球会在孔道中不断重复运移、封堵、变形、再运移、再封堵的过程,不断改变地层中注入流体的液流方向,有利于深部调驱,此时聚合物微球直径与岩心直径的匹配关系较好,在较好的匹配关系下,聚合物微球的封堵性及改善非均质地层剖面的能力较强;④当 $1.5 < d_{\text{聚}}/d_{\text{孔}} \leq 3$ 时,聚合物微球破碎通过孔隙,破碎后的聚合物微球,部分吸附在孔隙处,部分会向底层深部继续运移;⑤当 $d_{\text{聚}}/d_{\text{孔}} > 3$ 时,聚合物微球的变形能力不足以克服微球通过孔隙时产生的阻力,会直接在孔隙处形成封堵^[22,33-35]。

冻胶分散体与聚合物微球的封堵方式较为类似,当冻胶分散体颗粒直径小于岩心孔隙直径时,单个颗粒可直接通过孔隙,多个颗粒可在孔隙处吸附、聚集形成架桥封堵;当冻胶分散体颗粒直径略高于岩心孔隙直径时,在压力的驱动下颗粒以弹性变形的形式通过孔隙,并在孔道中不断重复封堵—运移—封堵的过程,使后续驱替液不断发生液流转向,此时冻胶分散体颗粒直径与岩心直径的匹配关系较好,在较好的匹配关系下,颗粒能有效改善地层非均质性,显著提高波及系数;当冻胶分散体颗粒直径远大于岩心孔隙直径时,颗粒将直接封堵孔隙^[36-38]。

对比微泡沫、乳状液、聚合物微球、冻胶分散体的封堵机制,可以看出当气泡(乳滴/颗粒)直径小于岩心孔隙直径时,均表现出直接通过孔隙或多个气泡(乳滴/颗粒)在孔隙处堆积封堵,但封堵强度较弱;当气泡(乳滴/颗粒)直径略大于岩心孔隙直径时,体系表现出较高的流动阻力,兼具注入性、运移性和深部封堵能力,此时体系与岩心孔隙匹配;当气泡或乳滴直径远大于孔隙直径时,通过孔隙时会发生气泡破裂或乳滴破乳现象,端面封堵强度较高,但深部封堵能力有限;当颗粒直径远大于孔隙直径时,颗粒不能通过孔隙,仅在岩心端面处形成较强的封堵作用,表现为注入压力急剧升高。

3 结 论

(1)通过调节气液比、填砂管渗透率可实现微泡沫平均气泡直径 $12.39 \sim 99.31 \mu\text{m}$ 可调。

(2)当微泡沫平均气泡直径与岩心平均孔隙直径比为 $1.45 \sim 2.16$ 时,微泡沫兼具较好的注入性及深部封堵能力,此时认为微泡沫直径与岩心的孔隙直径相匹配。通过调节微泡沫平均气泡直径,可使

微泡沫与渗透率为 $0.02 \sim 10.9 \mu\text{m}^2$ 的地层匹配。

(3)微泡沫主要通过气泡叠加作用在模型高渗区域形成暂堵带,后续流动的微泡沫以“弹性变形”或“直接通过”的方式向流入模型低渗区域,气泡以“纹理状”结构占据小孔隙处形成封堵。随着气液比增加,微泡沫流型由的分散疏松、互相孤立的气泡转换为密集分布、点面接触的气泡,微泡沫数量增加,微泡沫在孔隙处由间歇性的封堵方式向持续的封堵方式转变,微泡沫封堵强度增加,气液比为 1.00 堵能力最强。

(4)当气泡(乳滴/颗粒)直径小于岩心孔隙直径时,均表现出直接通过孔隙或多个气泡(乳滴/颗粒)在孔隙处堆积封堵,但封堵强度较弱;当气泡(乳滴/颗粒)直径略大于岩心孔隙直径时,体系表现出较高的流动阻力,兼具注入性、运移性和深部封堵能力,此时体系与岩心孔隙匹配;当气泡或乳滴直径远大于孔隙直径时,通过孔隙时会发生气泡破裂或乳滴破乳现象,端面封堵强度较高,但深部封堵能力有限;当颗粒直径远大于孔隙直径时,颗粒不能通过孔隙,会在岩心端面处形成较强的封堵作用。

参考文献:

- [1] 李宾飞,李兆敏,刘祖鹏,等.多相泡沫体系调驱试验[J].中国石油大学学报(自然科学版),2010,34(4):93-98.
LI Binfei, LI Zhaomin, LIU Zupeng, et al. Experiment on profile control and flooding by multiphase foam system [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(4): 93-98.
- [2] 李兆敏,张习斌,李松岩,等.氮气泡沫驱气体窜流特征实验研究[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(5):96-103.
LI Zhaomin, ZHANG Xibin, LI Songyan, et al. Experimental study on gas channeling problem of N_2 foam flooding [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(5): 96-103.
- [3] 王飞,李兆敏,李松岩,等.自生热泡沫体系调剖机制试验[J].中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(2):116-123.
WANG Fei, LI Zhaomin, LI Songyan, et al. Experimental study on a self-heat generation and foam system for conformance control [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(2): 116-123.
- [4] SHI S, WANG Y, LI Z, et al. Laboratory investigation of the factors impact on bubble size, pore blocking and en-

- hanced oil recovery with aqueous colloidal gas aphron [J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2015, 6(3):409-417.
- [5] SINGH R, MOHANTY K K. Synergy between nanoparticles and surfactants in stabilizing foams for oil recovery [J]. *Energy & Fuels*, 2015, 29(2):467-479.
- [6] BJORNDALLEN N, ALVAREZ J, JOSSY E, et al. A study of the effects of colloidal gas aphron composition on pore blocking[J]. *SPE Drill Completion*, 2011, 26(1):139-150.
- [7] SAMUEL S R, KUEU E, TRIVEDI J J. Design and development of aqueous colloidal gas aphrons for enhanced oil recovery applications[R]. SPE 154518, 2012.
- [8] KURN E, BJORNDALLEN N, JOSSY E, et al. Reducing formation damage with microbubble-based drilling fluid; understanding the blocking ability[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2008, 47(11):63-69.
- [9] MARMOTTANT P, RAVEN J P. Microfluidics with foams[J]. *Soft Matter*, 2009, 5(18):3385-3388.
- [10] QUENNOUZ N, RYBA M, ARGILLIER J F, et al. Microfluidic study of foams flow for enhanced oil recovery [J]. *Oil & Gas Science and Technology-Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 2014, 69(3):457-466.
- [11] MA K, LIONTAS R, CONN C A, et al. Visualization of improved sweep with foam in heterogeneous porous media using microfluidics [J]. *Soft Matter*, 2012, 8(41):10669-10675.
- [12] CONN C A, MA K, HIRASAKI G J, et al. Visualizing oil displacement with foam in a microfluidic device with permeability contrast [J]. *Lab on a Chip*, 2014, 14(20):3968-3977.
- [13] SHI S, WANG Y, BAI S, et al. Pore-scale studies on the stability of microfoam and the effect of parameters on its bubble size[J]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2016, 37(7):1019-1026.
- [14] SHI S, WANG Y, LI Z, et al. Experimental study on stability and improving wweep efficiency with microfoam in heterogeneous porous media[J]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2016, 37(8):1152-1159.
- [15] 史胜龙,王业飞,周代余,等.微泡沫体系直径影响因素及微观稳定性[J]. *东北石油大学学报*, 2016, 40(1):103-110.
- SHI Shenglong, WANG Yefei, ZHOU Daiyu, et al. Study on bubble size influence factors and microscopic stability of microfoamsystem [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2016, 40(1):103-110.
- [16] 史胜龙,王业飞,周代余,等.黄原胶稳定的微泡沫稳定性及在非均质地层中的调剖效果[J]. *油田化学*, 2016, 33(4):658-663.
- SHI Shenglong, WANG Yefei, ZHOU Daiyu, et al. Stability and profile control capacity of xanthan gum-stabilized microfoam in heterogeneous porous media[J]. *Oilfield Chemistry*, 2017, 34(1):658-663.
- [17] 史胜龙,王业飞,王振彪,等.微泡沫在高温高盐油藏中的驱油作用[J]. *油田化学*, 2016, 34(1):96-102.
- SHI Shenglong, WANG Yefei, WANG Zhenbiao, et al. Microfoam flooding effect in high temperature and high salinity reservoir[J]. *Oilfield Chemistry*, 2016, 34(1):96-102.
- [18] 谭璟,赵菁菁,徐建鸿,等.微通道中气体/离子液体两相流动与分散性能[J]. *化工学报*, 2014, 65(1):55-60.
- TAN Jing, ZHAO Jingjing, XU Jianhong, et al. Flow and dispersion performance of gas/ionic liquid systems in microchannels [J]. *CIESC Journal*, 2014, 65(1):55-60.
- [19] XU J H, LIS W, CHEN G G, et al. Formation of monodisperse microbubbles in a microfluidic device [J]. *AIChE Journal*, 2006, 52(6):2254-2259.
- [20] 孙玉青.微纳米弹性微球启动剩余油及提高采收率机理研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2011.
- SUN Yuqing. Study on mechanism of enhanced oil recovery and start the residual oil by micro-nano of elastic microsphere[D]. Qingdao:China University of Petroleum(East China), 2011.
- [21] 王敬,刘慧卿,徐杰,等.黏弹性聚合物驱替动态与不同注入参数分析[J]. *计算物理*, 2011, 28(6):861-868.
- WANG Jing, LIU Huiqing, XU Jie, et al. Displacement performance of visco-elasticity polymer flooding [J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2011, 28(6):861-868.
- [22] YAO C, LEI G, LI L, et al. Preparation and characterization of polyacrylamide nanomicrospheres and its profile control and flooding performance[J]. *Journal of Applied Polymer Science*, 2013, 127(5):3910-3915.
- [23] 王壮壮,李兆敏,李松岩.泡沫封堵性能与界面性质关系研究[J]. *高校化学工程学报*, 2016, 30(1):216-222.
- WANG Zhuangzhuang, LI Zhaomin, LI Songyan, et al. Investigation of relationship between foam blocking performance and interfacial property[J]. *Journal of Chemical Engineering of Chinese Universities*, 2016, 30(1):216-222.
- [24] YAO C, LEI G, LI L, et al. Selectivity of pore-scale e-

- lastic microspheres as a novel profile control and oil displacement agent [J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(8): 5092-5101.
- [25] 高明. 低渗透油层孔隙结构特征及剩余油分布规律研究[D]. 大庆:大庆石油学院, 2009.
- GAO Ming. The study on pore structure character and remaining oil distribution law of low permeability layer [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2009.
- [26] 李松岩, 李兆敏, 李宾飞, 等. 泡沫驱替过程中阻力因子与岩心气相饱和度的变化[J]. *油田化学*, 2016, 33(2): 266-270.
- LI Songyan, LI Zhaomin, LI Binfei, et al. Change characteristic of resistance factor and gas saturation in sand pack during foam flooding [J]. *Oilfield Chemistry*, 2016, 33(2): 266-270.
- [27] AROONSRI A, WORTHEN A J, HARIZ T, et al. Conditions for generating nanoparticle stabilized CO₂ foams in fracture and matrix flow[R]. SPE 166319, 2013.
- [28] 王冠华. 超临界 CO₂ 泡沫调驱技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011.
- WANG Guanhua. Study on profile control and flooding technology of supercritical CO₂ foam [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2011.
- [29] DU D, WANG D, JIA N, et al. Experiments on CO₂ foam seepage characteristics in porous media [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(3): 499-505.
- [30] 李实, 端祥刚, 侯吉瑞, 等. 耐温耐盐乳状液驱替体系性能研究[J]. *石油化工高等学校学报*, 2014, 27(2): 59-64.
- LI Shi, DUAN Xianggang, HOU Jirui, et al. Thermal stability and salt resistant emulsion flooding system [J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2014, 27(2): 59-64.
- [31] ROMERO M I, CARVALHO M S, ALVARADO V. Experiments and network model of flow of oil-water emulsion in porous media [J]. *Physical Review E Statistical Nonlinear & Soft Matter Physics*, 2011, 84(2): 296-305.
- [32] 史胜龙, 汪庐山, 靳彦欣, 等. 乳状液体系在驱油和调剖堵水中的应用进展 [J]. *油田化学*, 2014, 31(1): 141-145.
- SHI Shenglong, WANG Lushan, JIN Yanxin, et al. Application progress and developmental tendency of emulsion system used in flooding, profile control and water plugging [J]. *Oilfield Chemistry*, 2014, 31(1): 141-145.
- [33] 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): 5329-5335.
- [34] YAO C, LEI G, LI L, et al. Preparation and characterization of polyacrylamide nanomicrospheres and its profile control and flooding performance [J]. *Journal of Applied Polymer Science*, 2013, 127(5): 3910-3915.
- [35] 龙运前, 朱维耀, 韩宏彦, 等. 低渗透储层纳微米聚合物颗粒分散体系的流动机制 [J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 39(6): 178-186.
- LONG Yunqian, ZHU Weiyao, HAN Hongyan, et al. Flow mechanism of aqueous dispersion system of nano/micro-sized polymer particles in low permeability reservoir [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2015, 39(6): 178-186.
- [36] ZHAO G, DAI C, ZHAO M. Investigation of the profile control mechanisms of dispersed particle gel [J]. *PloSOne*, 2014, 9(6): 1-10.
- [37] LIU Y, DAI C, WANG K, et al. Investigation on preparation and profile control mechanisms of the dispersed particle gels (DPG) formed from phenol-formaldehyde cross-linked polymer gel [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2016, 55(22): 6284-6292.
- [38] 于龙, 李亚军, 宫厚健, 等. 非均质油层聚合物驱后粘弹性支化预交联凝胶颗粒驱提高采收率技术 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(1): 113-118.
- YU Long, LI Yajun, GONG Houjian, et al. EOR of branched-preformed particle gel (B-PPG) flooding after polymer flooding in heterogeneous reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(1): 113-118.

(编辑 刘为清)