

文章编号:1009-9603(2021)02-0109-10

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.02.014

天然气泡沫体系流度控制能力影响因素

闫立伟^{1,2},宋智灵^{1,2},杜朝锋^{2,3},李文宏^{2,3},韩利娟^{1,2},赖南君^{1,2}

(1.西南石油大学 化学化工学院,四川 成都 610500; 2.低渗透油气田勘探开发国家工程实验室,陕西 西安 710018;
3.中国石油长庆油田分公司 勘探开发研究院,陕西 西安 710018)

摘要:大量现场应用发现,泡沫驱作为一种有效提高采收率的方式,合适的注入参数可使其最大程度地发挥泡沫的流度控制能力。选取APG-10为起泡剂、DG为稳泡剂、天然气为气相制备天然气泡沫。对起泡剂质量浓度、稳泡剂质量浓度、天然气泡沫注入流速、天然气泡沫体积分数、含油饱和度5个因素,设计正交试验,确定最优天然气泡沫体系配方及最佳注入参数。分析不同因素对流度控制能力的影响;引入标准偏差描述驱替过程中阻力系数的波动幅度;探究最佳注入参数在不同渗透率地层中的适应性。在渗透率为100 mD的多孔介质中,最佳注入参数为6 000 mg/L APG-10+400 mg/L DG;当天然气泡沫体积分数为70%,天然气泡沫注入流速为4 mL/min时,天然气泡沫的流度控制能力最强,阻力系数为57.04。在渗透率适应性研究中,多孔介质渗透率在3 000 mD以内时,随着渗透率增加,天然气泡沫流度控制能力增强。

关键词:泡沫驱;流度控制能力;烷基糖苷;注入方式;渗透率

中图分类号:TE357.46*9

文献标识码:A

Influencing factors of fluidity control ability of natural gas foam system

YAN Liwei^{1,2}, SONG Zhiling^{1,2}, DU Zhaofeng^{2,3}, LI Wenhong^{2,3}, HAN Lijuan^{1,2}, LAI Nanjun^{1,2}

(1. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2. State Engineering Laboratory of Low-permeability Oil & Gas Reservoir Exploration and Development, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China; 3. Exploration and Development Research Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China)

Abstract: Foam flooding, as an effective way to improve oil recovery, has been widely used in major oil fields in China. It is found from numerous field applications that suitable injection parameters can give the fluidity control ability of foam flooding to full play. APG-10 was selected as foaming agent, DG as foam stabilizer, and natural gas as gas phase to prepare natural gas foam. Orthogonal experiments with regards to mass concentration of foaming agent, mass concentration of foam stabilizer, injection flow rate of natural gas foam, volume fraction of natural gas foam, and oil saturation were designed to determine the optimal formula of natural gas foam system and the best injection parameters. The influence of different factors on the fluidity control ability was analyzed. The standard deviation was introduced to describe the fluctuation range of the resistance coefficient during the displacement. Further, the adaptability of optimal injection parameters in formations with different permeability was explored. In the porous media with a permeability of 100 mD, the optimal injection parameters were 6 000 mg/L APG-10+400 mg/L DG. When the volume fraction of natural gas foam was 70% and the injection flow rate of natural gas foam was 4 mL/min, the fluidity control ability of natural gas foam was the strongest and the resistance coefficient was 57.04. In the study of permeability adaptability, when the permeability of porous media was within 3 000 mD, the fluidity control ability of natural gas foam grows as the permeability increases.

Key words: foam flooding; fluidity control ability; alkyl polyglycoside; injection mode; permeability

收稿日期:2020-11-24。

作者简介:闫立伟(1982—),女,黑龙江哈尔滨人,副教授,博士,从事油气田化学研究。E-mail:yanliwei@stu.swpu.edu.cn。

通信作者:赖南君(1979—),男,四川仁寿人,教授,博导。E-mail:lainan@126.com。

基金项目:低渗透油气田勘探开发国家工程实验室开放基金“天然气泡沫研究与评价”(2019DE0101),国家自然科学基金面上项目“两亲磷酸酯纳米材料改善低渗透油田注水效果研究”(51674210)。

中国大部分油田经过半个多世纪持续大规模的开发,已进入高含水开发阶段。油藏层内、层间矛盾突出,储层非均质性强。部分油田还面临高温高盐等恶劣条件,后续提高采收率困难。泡沫驱技术具有良好的封堵能力,对油水、非均质地层具有选择性,可以同时提高波及系数和洗油效率^[1-7],被认为是一项极具发展潜力的三次采油技术。大量的现场施工证明,合适的注入工艺可在多孔介质中产生大量的泡沫,而提高采收率能力与这些泡沫的稳定性相关^[7-11],当泡沫在多孔介质中稳定存在时,可以有效地进行流度控制,扩大波及系数。

目前,关于泡沫流体提高油藏采收率的研究报道,大部分集中于空气泡沫、N₂泡沫以及CO₂泡沫的流度控制能力及提高采收率的相关研究,而关于天然气泡沫的相关性质研究却鲜见。天然气泡沫除具备空气泡沫、N₂泡沫等泡沫体系的优势外,天然气在原油中的溶解度高于空气和N₂等气体,天然气泡沫在发挥流度控制作用的同时,其内部的天然气会在地层压力的作用下溶解于原油中,提高原油流动性;且天然气中的烃基与起泡剂中的烃基部分相似,使其更容易起泡^[12]。

烷基糖苷(APG)是一种新型的非离子型表面活性剂,主要是通过葡萄糖和脂肪醇脱水合成的^[13]。由于APG具有较强的去污能力和较好的生物降解性,因此具有广泛的应用前景,如家用洗涤剂、日化用品、纺织工业等。20世纪90年代,APG首次应用于石油工业,现已逐渐发展为提高采收率技术中的重要体系。定优胶(DG)是由鞘单胞菌分泌的微生物多糖^[14],在高温高盐中具有良好的稳定性,自身属于高分子多糖,分解产物无公害,有望作为一种环保型驱油剂。

以中国西北部某油藏地层条件为例,以APG-10为起泡剂,天然气为气相,DG为稳泡剂,制备天然气泡沫。选取起泡剂质量浓度、稳泡剂质量浓度、天然气泡沫注入流速、天然气泡沫体积分数、含油饱和度5个因素,设计正交试验。通过正交试验选出最佳配方及最佳注入方式,并分析5个因素对流度控制能力的影响,以探究最佳配方及最佳注入方式对不同渗透率地层的适应性。

1 实验准备

1.1 实验材料与仪器

实验材料包括:起泡剂APG-10,来自上海洪帆生物科技有限公司;DG作为稳泡剂,来自山东丰泰

生物有限公司;原油取自中国西北部某油藏(经脱水及脱气处理),25℃密度为0.823 g/cm³,25℃表观黏度为6.58 mPa·s。模拟地层水的配制以西北部某油藏采出液为准,其中NaCl, BaCl₂, CaCl₂, MgCl₂的质量浓度分别为74.76, 2.01, 19.76, 3.14 g/L,总矿化度为99.67 g/L,均购自成都科龙试剂厂;蒸馏水为实验室自制。如无特殊说明,所用溶液均采用模拟地层水进行配制。岩心为方形,其长、宽、高分别为30, 4.5, 4.5 cm,主要成分为石英砂,利用胶结剂胶结而成,根据不同渗透率的需要对石英砂和胶结剂的用量以及压制压力进行控制。选取26根渗透率约为100 mD的岩心;此外选取9根渗透率不同的岩心,其渗透率分别为8.09, 63.69, 127.4, 339.7, 566.2, 727.9, 1 019.8, 2 183.8, 2 843.9 mD。天然气取自中国西北部某油藏,甲烷含量为95%。

实验仪器包括:岩心夹持器,长度为50 cm,口径为4.5 cm×4.5 cm,由海安石油仪器公司生产;气体流量控制计,流速为0~5 mL/min,工作压力为0~10 MPa,最小调节流速为0.05 mL/min,由北京七星华创公司生产;平流泵,流速为0~9.99 mL/min,最高工作压力为42 MPa,由北京星达科技公司生产;活塞容器,容积为500 mL,最高耐压为32 MPa,由海安石油仪器公司生产;高温烘箱,工作温度为30~250℃,由海安石油仪器公司生产;压力传感器,由北京港北中天科技有限公司生产;回压阀,调节压力为0~20 MPa,由海安石油仪器公司生产;手摇泵,加围压及回压时使用,由海安石油仪器公司生产。

1.2 实验方法

1.2.1 天然气泡沫体系确定及流度控制能力分析

考虑到起泡剂质量浓度、稳泡剂质量浓度、天然气泡沫体积分数、天然气泡沫注入流速以及含油饱和度5个因素对天然气泡沫体系的影响,设计正交试验,每个因素各含5个水平(表1),以确定天然气泡沫体系最优配方及各因素对体系流度控制能力的影响。

表1 天然气泡沫体系流度控制能力正交试验设计
Table 1 Design of orthogonal experiments on fluidity control ability of natural gas foam system

水平	起泡剂 质量浓度 (mg/L)	稳泡剂 质量浓度 (mg/L)	天然气泡 沫注入流速 (mL/min)	天然气 泡沫体积 分数(%)	含油 饱和 度(%)
1	500	0	1.0	50	0
2	1 000	100	2.0	60	10
3	2 000	200	3.0	70	20
4	4 000	300	4.0	80	30
5	6 000	400	5.0	90	40

开展物理模拟实验(图1)对天然气泡沫体系流度控制能力进行研究。实验步骤为:①将称量干重的岩心装入岩心夹持器中,采用手摇泵为其加围压至7 MPa。②以2.50 mL/min的流速向岩心注入模拟地层水,直至夹持器尾端出液且驱替压力达到平衡,记录平衡压力,并根据Darcy公式计算岩心渗透率,其表达式为:

$$K = \frac{Q\mu L}{A\Delta p} \quad (1)$$

③取出岩心称量湿重,计算岩心孔隙体积,其表达式为:

$$PV = \frac{m_1 - m_0}{\rho} \quad (2)$$

④根据设定的含油饱和度,以0.5 mL/min的流速向岩心内注入一定体积的原油,达到目标含油饱和度后停泵,关闭岩心夹持器两端阀门,在70 °C环境下老化24 h。⑤开启岩心夹持器两端阀门,开启高压天然气气瓶阀门,根据实验方案调整气体流速,以某一天然气泡沫注入流速以及天然气泡沫体积分数向岩心注入天然气泡沫体系,直至最终驱替压力平稳,记录天然气泡沫体系的驱替压力,计算天然气泡沫体系的阻力系数,其表达式为:

$$RF = \frac{Q_{液} + Q_{气}}{Q_{水}} \times \frac{\Delta p_2}{\Delta p_1} \quad (3)$$

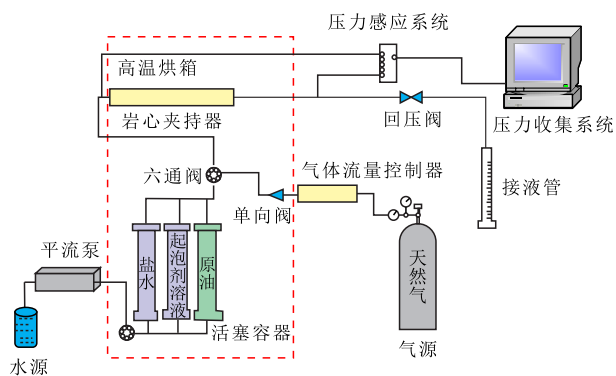


图1 天然气泡沫体系流度控制能力实验流程

Fig.1 Experimental process of fluidity control ability of natural gas foam system

1.2.2 最优体系和最佳注入参数的验证实验

通过以上正交试验获得最优体系和最佳注入参数,选用渗透率约为100 mD的岩心,对最佳组合方案的正确性进行验证。实验步骤为:①—④与物理模拟实验步骤中的①—④相同。⑤开启岩心夹持器两端阀门,开启高压天然气气瓶阀门,以2.80 mL/min的流速注入天然气,同时以1.2 mL/min的流速注入天然气泡沫体系,直至最终驱替压力平稳,记录天然气泡沫体系的驱替压力。⑥待驱替压力

平稳,以4 mL/min的流速注入地层水,测量水驱压力。

1.2.3 渗透率对天然气泡沫体系流度控制能力的影响

选取9根渗透率为1~3 000 mD的岩心,研究渗透率对天然气泡沫体系流度控制能力的影响。实验步骤与最佳组合方案正确性验证实验步骤相同。

泡沫在孔隙中的运移过程可以基本分为4个阶段:暂时性封堵、孔喉处积聚、变形以及突破。泡沫对于孔喉的暂时性封堵是随机发生的,这可以被视为由Jamin效应产生的附加压力。当泡沫在孔喉处的封堵暂时稳定后,泡沫流体的流动暂停,由于后续驱替流体继续进入,使得局部的流体压力上升,泡沫在孔隙喉道处积聚起来,在驱替压力的作用下,泡沫克服狭窄孔喉的毛细管力(驱替压力达到局部极大值)得以变形通过,导致局部压力骤降。此外,若泡沫液膜强度不足,导致泡沫在通过孔喉过程中液膜将会破裂,或若干个泡沫重新组合为单一泡沫,也会导致局部的驱替压力下降。泡沫在孔喉处的积聚和封堵是泡沫流体在多孔介质中建立阻力的前提条件,是后续注入流体转向进入未波及区域的驱动力。泡沫在孔喉中封堵的几率决定注入压力的波动次数,注入压力的积聚决定压力波动的峰值,而压力波动的峰值可以视为泡沫在孔喉中突破的临界压力梯度。为了衡量泡沫驱替过程中压力波动的幅度,采用高次多项函数对注入压力曲线进行拟合,根据拟合函数得到驱替过程中的拟合阻力系数,将拟合值与实际值之间进行减法运算,最后采用标准偏差(σ)对差值进行统计计算,其表达式为:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (4)$$

泡沫驱过程中驱替压力的波动是Jamin效应的宏观表现。Jamin效应的强弱及发生频率决定了泡沫驱流度控制的效果,通过标准偏差定量衡量驱替过程压力等数据的离散程度,在一定程度上衡量驱替过程中Jamin效应的强弱。标准偏差越大表示数据分布离散程度越大,Jamin效应越明显。

2 实验结果分析

由正交试验结果(表2)及每个因素的极差(表3)可知,不同因素对于天然气泡沫流度控制能力影响由大到小依次为稳泡剂质量浓度、含油饱和度、

表2 天然气泡沫体系流度控制能力正交试验结果
Table2 Results of orthogonal experiments on fluidity control ability of natural gas foam system

序列	天然气泡沫体积分数 (%)	起泡剂质量浓度 (mg/L)	稳泡剂质量浓度 (mg/L)	含油饱和度 (%)	天然气泡沫注入流速 (mL/min)	阻力系数
1#	50	500	0	0	1.0	3.11
2#	50	1 000	100	10	2.0	10.42
3#	50	2 000	200	20	3.0	18.26
4#	50	4 000	300	30	4.0	28.69
5#	50	6 000	400	40	5.0	26.94
6#	60	500	100	20	4.0	16.67
7#	60	1 000	200	30	5.0	19.23
8#	60	2 000	300	40	1.0	16.52
9#	60	4 000	400	0	2.0	41.39
10#	60	6 000	0	10	3.0	18.09
11#	70	500	200	40	2.0	12.44
12#	70	1 000	300	0	3.0	37.14
13#	70	2 000	400	10	4.0	47.37
14#	70	4 000	0	20	5.0	24.39
15#	70	6 000	100	30	1.0	18.34
16#	80	500	300	10	5.0	30.37
17#	80	1 000	400	20	1.0	27.79
18#	80	2 000	0	30	2.0	9.32
19#	80	4 000	100	40	3.0	9.94
20#	80	6 000	200	0	4.0	41.20
21#	90	500	400	30	3.0	21.00
22#	90	1 000	0	40	4.0	5.73
23#	90	2 000	100	0	5.0	25.25
24#	90	4 000	200	10	1.0	22.73
25#	90	6 000	300	20	2.0	26.38

表3 各因素极差分析
Table3 Range analysis of each factor

因素	天然气泡沫体积分数	起泡剂质量浓度	稳泡剂质量浓度	含油饱和度	天然气泡沫注入流速
均值1	17.484	16.718	12.128	29.620	21.206
均值2	22.380	20.062	16.124	25.769	18.082
均值3	27.936	23.344	22.774	22.698	25.883
均值4	23.726	25.428	27.820	19.316	22.452
均值5	20.218	26.192	32.898	14.314	22.560
极差	10.452	9.472	20.770	15.304	10.234

天然气泡沫体积分数、天然气泡沫注入流速、起泡剂质量浓度,对应的极差分别为 20.770, 15.304, 10.452, 10.234, 9.472。

2.1 流度控制能力影响因素

2.1.1 稳泡剂质量浓度

由稳泡剂质量浓度对天然气泡沫体系流度控制能力的影响(图2)可见,在其他因素水平一致的情况下,天然气泡沫体系的流度控制能力随DG质量浓度的增加而增加。DG对天然气泡沫体系稳定性的影响表现在:①DG可增加天然气泡沫体系液相的表观黏度,从而有利于泡沫稳定性的增强。天然气泡沫析液速率与液相表观黏度呈反比^[13,15-17]。天然气泡沫体系液相表观黏度的增加会减缓天然气泡沫析液速率,即降低液膜的薄化速率,使得天然气泡沫体系在渗流的过程中,其液膜保持一定的厚度,可以保证其稳定性。②在天然气泡沫体系溶液中,APG-10与DG存在一系列相互作用。DG的分子中含有大量的羟基、羧基等亲水基团,DG分子可以在气-液界面及溶液中与起泡剂APG-10亲水基发生氢键作用^[18-20],液膜的强度得以增强。在天然气泡沫体系溶液中DG质量浓度越高,与APG-10发生相互作用的分子数量越多,液膜强度也就越高。天然气泡沫在多孔介质中运移时,液膜能承受的极限毛细管力越大,天然气泡沫更容易稳定,形成更强的封堵。③在多孔介质中运移时,天然气泡沫液膜贴着孔喉前进,天然气泡沫体系溶液中的DG容易吸附在岩石表面,在天然气泡沫体系建立流度控制的同时,DG可使孔喉半径和驱替相渗流通道的流动半径减小,在整体上降低天然气泡沫体系的流度,提高天然气泡沫体系的流度控制作用。基于以上分析,确定最优的稳泡剂质量浓度为400 mg/L。

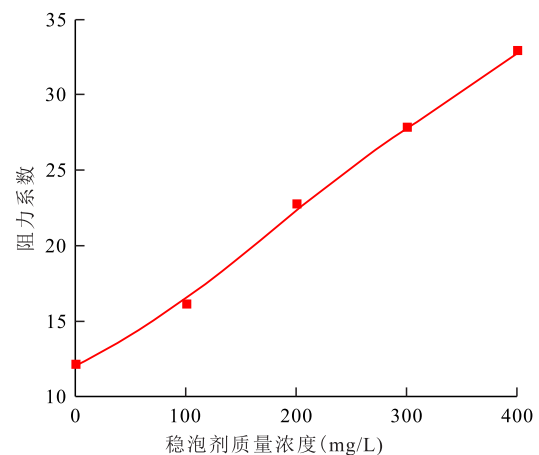


图2 稳泡剂质量浓度对天然气泡沫体系流度控制能力的影响

Fig.2 Effect of mass concentration of foam stabilizer on fluidity control ability of natural gas foam system

2.1.2 含油饱和度

由含油饱和度对天然气泡沫体系流度控制能力的影响(图3)可见,在其他因素水平一致的情况

下,随着介质内含油饱和度的增加,天然气泡沫体系的流度控制能力呈线性下降的态势。其原因是,天然气泡沫的流度控制能力与泡沫在多孔介质中的稳定性相关。随着含油饱和度增加,天然气泡沫在多孔介质中的稳定性变差。泡沫在注入油层后^[21-26],会不可避免地与油层中的原油发生接触,原有的气-水两相系统变成油-气-水三相系统。为了降低油-水界面的Gibbs自由能,此时需要有部分起泡剂分子由气-水界面传至油-水界面,从而导致气-水界面膜上的起泡剂分子数量减少。天然气泡沫在多孔介质中运移^[23-24],是一个动态的过程,在此过程中不断有泡沫破灭和生成。当泡沫在多孔介质中与油发生接触时,泡沫变得极其不稳定,此时泡沫的生成速率小于泡沫的破灭速率,多孔介质中的泡沫总含量减少,气泡在孔喉中发生Jamin效应的几率下降,泡沫的流度控制能力变弱。因此,含油饱和度越低越好。

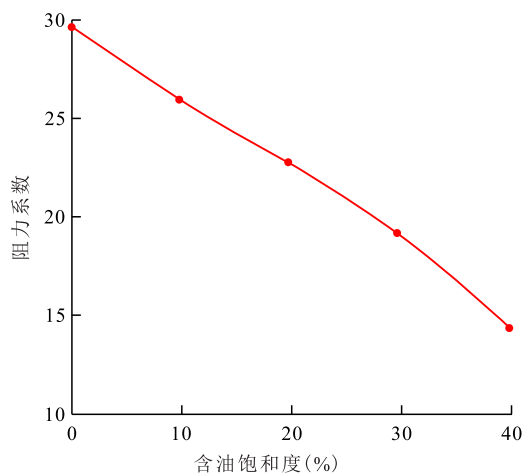


图3 含油饱和度对天然气泡沫体系流度控制能力的影响

Fig.3 Effect of oil saturation on fluidity control ability of natural gas foam system

2.1.3 天然气泡沫体积分数

由天然气泡沫体积分数对天然气泡沫体系流度控制能力的影响(图4)可见,在其他因素水平一致的情况下,天然气泡沫体系的流度控制能力随着天然气泡沫体积分数的增加,出现了先增加后减小的趋势,这与ALZOBAIDI等研究^[17]所得到的趋势是相同的。泡沫体系的流度控制能力在天然气泡沫体积分数为50%时开始增加,增加至70%时在多孔介质中的阻力系数达到最大值。当天然气泡沫体积分数大于70%时,随着天然气泡沫体积分数的增加,泡沫流度控制能力逐渐减弱。在渗透率为100 mD的多孔介质中,天然气泡沫的临界体积分数为70%。

在多孔介质渗流过程中,泡沫的液膜主要受到

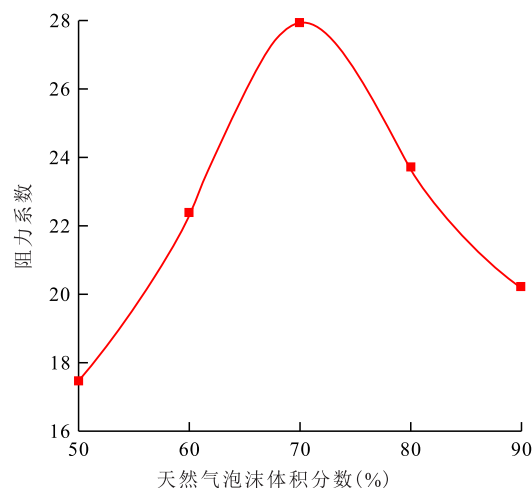


图4 天然气泡沫体积分数对天然气泡沫体系流度控制能力的影响

Fig.4 Effect of volume fraction of natural gas foam on fluidity control ability of natural gas foam system

2个力的作用:①维持液膜厚度不变的分离压。②孔喉施加给液膜的毛细管力。气相组分在一定范围内增加,有利于激发天然气泡沫体系的发泡性能,产生的气泡数量更多,发生Jamin效应的几率也会提高;另外,气相比比例增加,可以增加泡沫黏度,泡沫流体可以有效降低气相和液相的流度。随着气相比比例在达到临界天然气泡沫体积分数后,继续增加,泡沫受到的毛细管力将急剧增加,更大程度地压缩泡沫厚度,破坏泡沫液膜的稳定性,气泡彼此之间更容易发生聚并现象,气泡数量及其强度都发生下降,泡沫的流度控制能力降低。

在泡沫驱的过程中临界天然气泡沫体积分数受到多种因素影响。如起泡剂和稳泡剂的种类和质量浓度、多孔介质渗透率及孔喉尺寸。根据FAR-AJZADEH等的研究结论^[25-26]可得,泡沫中液相饱和度越小,泡沫受到多孔介质孔喉的毛细管力越大。当泡沫液相饱和度小于某临界值时(即天然气泡沫体积分数增大至临界值时),所受到的毛细管力将快速增加至一个较大值。若泡沫体系液膜强度高,泡沫可以承受较高的毛细管力,临界天然气泡沫体积分数会更大;泡沫体系液膜强度较低时,泡沫可以承受的毛细管力较低,临界天然气泡沫体积分数将减小。另外,当多孔介质的渗透率有所上升时,由于内部的孔喉直径较大,根据Laplace方程,多孔介质施加给泡沫液膜的毛细管力减小,此时泡沫内部的气相比比例可以进一步提高才能达到泡沫的临界天然气泡沫体积分数;而对于低渗透多孔介质,由于内部孔喉直径较小,气泡在通过孔喉时需要克服介质内巨大的毛细管力才能向前运移,对于组成

相同的天然气泡沫,气泡在低渗透介质内的稳定性要弱于高渗透介质,此时提高天然气泡沫体积分数很容易达到临界值^[27-28]。

2.1.4 起泡剂质量浓度

由起泡剂质量浓度对天然气泡沫体系流度控制能力的影响(图5)可见,在其他因素水平一致的情况下,随着起泡剂质量浓度的增加,天然气泡沫体系的流度控制能力先是快速增加,当起泡剂质量浓度大于4 000 mg/L时,随着起泡剂质量浓度的增加,流度控制能力增速较慢。天然气泡沫在多孔介质中运移时,起泡剂的损耗主要表现在2个方面:①气体与液体在多孔介质中混合,在运移时产生新的泡沫^[25],生成更多的气-液界面,大量起泡剂分子吸附至界面上以维持液膜强度。②液膜紧贴着孔喉^[29],界面上的起泡剂分子极易吸附到地层表面(图6)。当起泡剂质量浓度高时,液膜表面的起泡剂分子减少,为了维持天然气泡沫液膜表面的稳定性,溶液中起泡剂胶束解体,来补充液膜表面的起泡剂分子,使得气泡在向前运移的过程中始终保持较高的强度,能在多孔介质中稳定存在,此时,天然

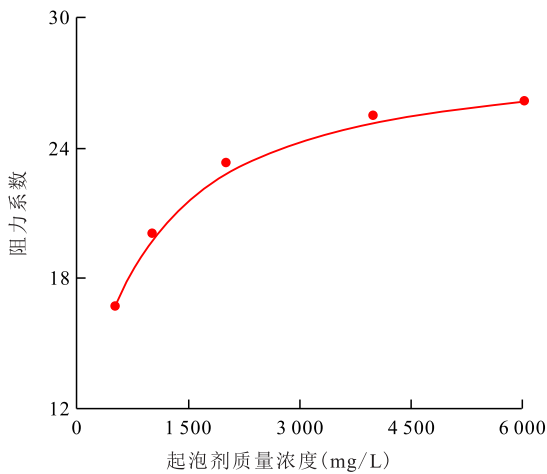


图5 起泡剂质量浓度对天然气泡沫体系流度控制能力的影响

Fig.5 Effect of mass concentration of foaming agent on fluidity control ability of natural gas foam system

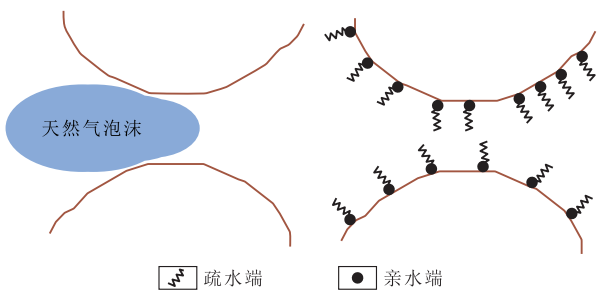


图6 天然气泡沫在地层中运移以及起泡剂在地层上的吸附

Fig.6 Migration of natural gas foam in formation and adsorption of foaming agent on formation

气泡沫生成的速率高于其破灭速率。多孔介质中将累积更多的天然气泡沫,泡沫在多孔介质中发生Jamin效应的几率上升,流度控制能力增强。当起泡剂质量浓度较低时,溶液中没有足够的起泡剂分子来补充液膜上起泡剂的损失,泡沫在多孔介质中运移时液膜强度较低,气泡在介质内部的生成速率低于其破灭速率,多孔介质中无法累积过多的泡沫,流度控制能力差。基于以上分析,确定最优起泡剂质量浓度为6 000 mg/L。

2.1.5 天然气泡沫注入流速

由天然气泡沫注入流速对天然气泡沫体系流度控制能力的影响(图7)可见,随着天然气泡沫注入流速的增加,天然气泡沫驱的阻力系数先增加后减小。在天然气泡沫注入流速为1~4 mL/min时,泡沫体系的流度控制能力逐渐增加,在4 mL/min时达到最大值,后逐渐减小,在ALZOBAlDI等^[17]的研究中也出现了类似于文中的先剪切增稠后剪切变稀的现象。在一定范围内增加天然气泡沫注入流速有利于气相和液相的充分混合,从而生成更多的气泡,提高泡沫流体的流度控制能力。在天然气泡沫注入流速较低时,随着注入流速的增加,天然气泡沫在多孔介质中的剪切速率增加,有利于生成更多的泡沫,产生的Jamin效应更强。但是,由于泡沫是一种假塑性流体,在多孔介质中流速增加会产生剪切稀释的现象。当注入流速过大时,泡沫在多孔介质中快速运移,气泡液膜在被不断拉伸和挤压的状态下通过孔喉,气泡很容易被多孔介质的毛细管力所破坏,直至最后消失,容易造成泡沫气液分离。

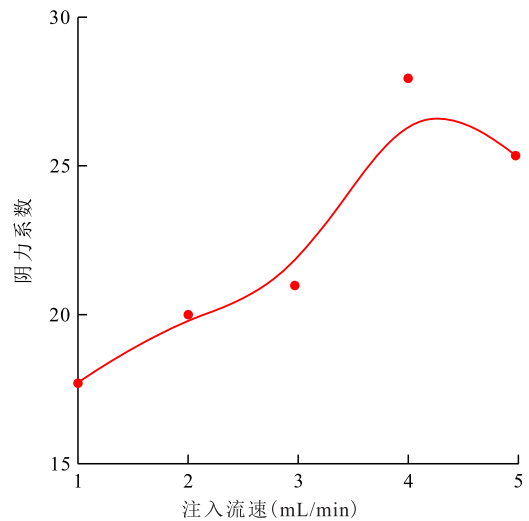


图7 天然气泡沫注入流速对天然气泡沫体系流度控制能力的影响

Fig.7 Effect of injection flow rate of natural gas foam on fluidity control ability of natural gas foam system

因此在天然气泡沫注入流速过大时,泡沫稳定性变差,流度控制能力降低。

2.2 最优体系和最佳注入参数的验证实验

基于天然气泡沫体系流度控制能力分析,得到天然气泡沫最优的配方为6 000 mg/L APG-10+400 mg/L DG,最佳注入参数为天然气泡沫体积分数为70%,天然气泡沫注入流速为4 mL/min。从图8可以看出,在最优体系和最佳注入参数下,渗透率为100 mD的多孔介质中注入天然气泡沫,最大阻力系数为57.04。最优组流度控制能力优于全部正交方案的单组实验。天然气泡沫在多孔介质中的注入压力呈现波动式快速上升。在注入量为12 PV时,注入压力开始趋于平稳;在注入量为15 PV时,达到最大值4.47 MPa。在开始注入天然气泡沫时,泡沫被多孔介质中的液相稀释,同时液膜表面上的起泡剂分子吸附到多孔介质表面,此时液相中的起泡剂质量浓度降低,液膜强度降低,流度控制能力差;在不断的注入过程中液相中起泡剂质量浓度不断增加,天然气泡沫液膜强度增加,流度控制能力增强;在注入15 PV后,起泡剂分子在多孔介质表面吸附饱和,此时驱替压力不再增加。在后续水驱的过程中,注入压力开始出现小幅度上升,后注入压力快速降低,到注入22 PV后注入压力缓慢下降。在后续水驱中,水不断稀释多孔介质中的起泡剂,导致天然气泡沫液膜强度变低,稳定性变差,流度控制能力减弱。

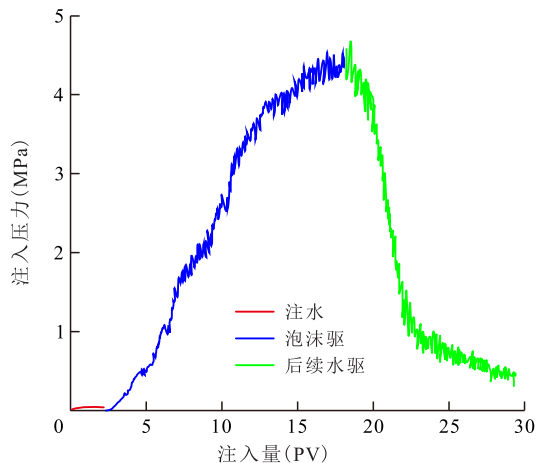


图8 正交试验最优方案泡沫驱及后续水驱压力变化情况
Fig.8 Changes in injection pressures of foam flooding and subsequent water flooding in optimal method of orthogonal experiments

2.3 渗透率对天然气泡沫体系流度控制能力的影响

由天然气泡沫体系阻力系数的变化(图9)可见,当多孔介质渗透率为8.09 mD时,天然气泡沫体

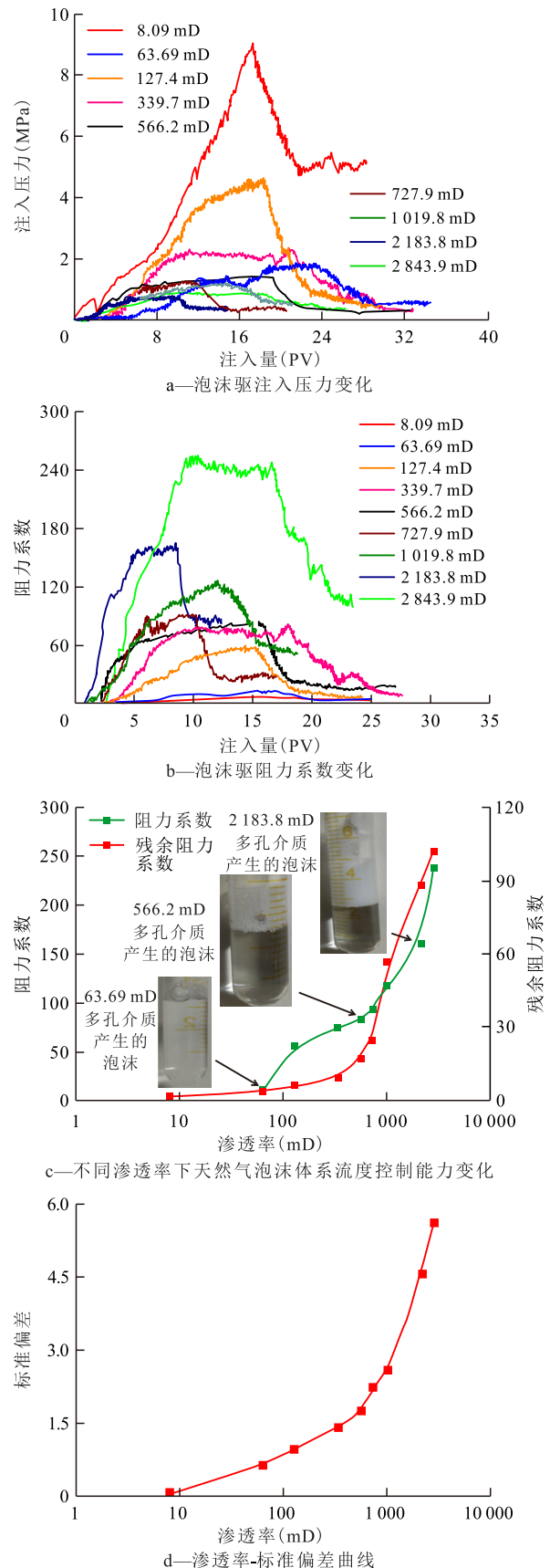


图9 天然气泡沫体系在不同渗透率多孔介质中注入压力变化及流度控制能力
Fig.9 Changes in injection pressure and fluidity control ability of natural gas foam system in porous media with different permeability

系在注入的过程中遇到了注入性的问题,随着天然气泡沫注入量的增加,注入压力快速增加,在尾端出水速率远小于注入速率,采出液中没有明显的泡沫,泡沫在低渗透多孔介质中无法稳定存在。在注入量到达 13 PV 时注入压力高达 8.45 MPa,并且压力未出现增速变缓的趋势。天然气泡沫在渗透率为 8.09 mD 的多孔介质中,残余阻力系数也是最低的。主要是在渗透率较低的多孔介质中孔喉半径较小,根据 Laplace 方程,泡沫半径越小,泡沫所受到的压差越大,泡沫越不容易在多孔介质中稳定存在。在后续水驱的过程中,天然气泡沫不能把气体圈闭在多孔介质中,导致残余阻力系数过低。在天然气泡沫驱替阶段压力的标准偏差仅为 0.07,驱替压力波动小,Jamin 效应不明显。在渗透率较低的多孔介质中,天然气泡沫受到的毛细管力较大,生成的泡沫不稳定,在渗流的过程中生成泡沫的速率远小于泡沫破灭的速率,多孔介质中天然气泡沫数量减小(图 9c),发生 Jamin 效应的几率减小,难以建立起有效的渗流阻力。在注入天然气泡沫时,泡沫的注入压力呈现波动式的快速上升,在注入天然气泡沫 10 PV 以后,注入压力趋于平稳且在一定范围内波动。

随着渗透率的增加,泡沫在多孔介质中建立的阻力系数、残余阻力系数以及压力的标准偏差都呈现出相似的上升趋势。渗透率为 8.09~566.2 mD 时,阻力系数与标准偏差增长趋势缓慢;渗透率为 566.2~2 843.9 mD 时,阻力系数与标准偏差快速增长;随着渗透率的增加,采出液中泡沫增加(图 9c),并且产出液中泡沫干度变小,泡沫在高渗透多孔介质中可以稳定存在并且运移到尾端。在渗透率较高时,多孔介质中泡沫含量高,且泡沫可在多孔介质中稳定运移,发生 Jamin 效应几率大。阻力系数与标准偏差趋势相似,这进一步验证了标准偏差在描述驱替过程中阻力系数波动幅度的准确性。

在渗透率为 2 843.9 mD 时,阻力系数最高达 238.64,残余阻力系数最高达 102.27(表 4)。天然气泡沫在高渗透多孔介质中能建立起有效的封堵,在渗透率较高的多孔介质中,孔喉半径较大,泡沫能在多孔介质中稳定存在。天然气泡沫在多孔介质中生成的速率大于其破灭的速率,泡沫在多孔介质中积聚,发生 Jamin 效应的几率增加,能建立起有效的流度控制。在渗透率较高的多孔介质中,天然气泡沫较多,泡沫发生暂时性封堵的几率增加,导致泡沫在多孔介质中封堵、积聚、变形、突破的循环次

数增加,泡沫的阻力系数标准偏差变大。在多孔介质中,孔喉越大天然气泡沫受到的毛细管力越小,在液膜强度相同(泡沫配方相同)的条件下,受到的毛细管力越小泡沫越稳定。在后续模拟地层水驱的过程中,多孔介质中吸附的起泡剂分子逐渐减少,泡沫液膜的强度逐渐减小。在渗透率较高的多孔介质中,孔喉半径大泡沫受到的毛细管力较小,泡沫稳定性更好,压力下降较慢。

表 4 天然气泡沫体系在不同渗透率多孔介质的流度控制能力

Table 4 Fluidity control ability of natural gas foam system in porous media with different permeability

渗透率(mD)	阻力系数	残余阻力系数
8.09		3.13
63.69	11.72	3.75
127.4	57.03	6.25
339.7	74.99	9.17
566.2	83.33	17.36
727.9	93.75	25.00
1 019.8	117.50	51.25
2 183.8	160.71	88.39
2 843.9	238.64	102.27

3 结论

对天然气泡沫的流度控制能力进行了探索,探究了不同因素对泡沫流度控制的影响。不同因素对于天然气泡沫流度控制能力影响的重要性由大到小依次为:稳泡剂质量浓度、含油饱和度、天然气泡沫体积分数、天然气泡沫注入流速、起泡剂质量浓度。最优的配方及注入参数为:6 000 mg/L APG-10+400 mg/L DG,天然气泡沫体积分数为 70%,天然气泡沫注入流速为 4 mL/min。

对最优体系以及最佳注入参数进行验证实验,在渗透率为 100 mD 的多孔介质中阻力系数最大为 57.04。

对最优的配方以及注入参数来说,在不同渗透率的多孔介质中,当渗透率较低时,泡沫难以在多孔介质中生成以及稳定的存在,无法进行有效的流度控制。随着渗透率的增加泡沫的流度控制能力越强,在渗透率为 2 843.9 mD 时阻力系数为 238.64。阻力系数与标准偏差随渗透率的变化趋势相似,证实标准偏差在描述驱替过程中阻力系数的波动幅度具有准确性。

可进一步研究泡沫对不同渗透率级差地层剖

面的改善能力以及泡沫驱提高采收率能力。

符号解释

- A ——岩心横截面积, cm^2 ;
 K ——渗透率, D ;
 L ——岩心长度, cm ;
 m_0 ——岩心干重, g ;
 m_1 ——岩心湿重, g ;
 n ——样品数量;
 PV ——岩心孔隙体积, mL ;
 Δp ——压差, MPa ;
 Δp_1 ——泡沫驱平衡压力, MPa ;
 Δp_2 ——注水平衡压力, MPa ;
 Q ——液体流量, mL/min ;
 $Q_{液}, Q_{气}, Q_{水}$ ——液体流量、气体流量、注水流量, mL/min ;
 RF ——阻力系数;
 x_i ——样品数值;
 \bar{x} ——样品算术平均值;
 μ ——液相黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 ρ ——模拟地层水密度, g/L ;
 σ ——一种度量数据分布离散程度的标准偏差。

参考文献

- [1] 王曦. CO_2 泡沫体系性能评价及驱油实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 69-74.
 WANG Xi. Performance evaluation and oil displacement experiment study of CO_2 foam system[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 69-74.
- [2] 王健, 吴松芸, 余恒, 等. CO_2 泡沫改善吸水剖面实验评价研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(4): 22-25.
 WANG Jian, WU Songyun, YU Heng, et al. Effect of CO_2 foam on water absorption profile improvement [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(4): 22-25.
- [3] 刘影, 刘永建, 范英才, 等. 蒸汽驱开发后期热空气泡沫复合驱油研究[J]. 特种油气藏, 2018, 25(4): 118-122.
 LIU Ying, LIU Yongjian, FAN Yingcai, et al. Study on hot air-foam combination flooding system in the late stage of steam flooding[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(4): 118-122.
- [4] 李士伦, 汤勇, 侯承希. 注 CO_2 提高采收率技术现状及发展趋势[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 1-8.
 LI Shilun, TANG Yong, HOU Chengxi. Present situation and development trend of CO_2 injection enhanced oil recovery technology[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3): 1-8.
- [5] 刘双星, 彭勃, 刘琦, 等. 驱油用 CO_2 泡沫体系粒径对其性能影响研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 33-38.
 LIU Shuangxing, PENG Bo, LIU Qi, et al. Study on impact of particle size of CO_2 foam system for flooding on its performance [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 33-38.
- [6] 邢晓璇. 泡沫驱微观驱油机理及驱油效果[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(3): 106-112.
 XING Xiaoxuan. Microscopic displacement mechanism and oil displacement effect of foam flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(3): 106-112.
- [7] 李松岩, 王麟, 韩瑞, 等. 裂缝性致密油藏超临界 CO_2 泡沫驱规律实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 29-35.
 LI Songyan, WANG Lin, HAN Rui, et al. Experimental study on supercritical CO_2 foam flooding in fractured tight reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 29-35.
- [8] 蒲万芬, 彭陶钧, 龚蔚, 等. 自生泡沫驱油机理研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(2): 118-120.
 PU Wanfen, PENG Taojun, GONG Wei, et al. Mechanism study of self-generating foam displacing oil [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008, 27(2): 118-120.
- [9] 邹高峰, 舒志国, 郑爱维, 等. 超微 CO_2 泡沫制备与表征[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(4): 128-134.
 ZOU Gaofeng, SHU Zhiguo, ZHENG Aiwei, et al. Preparation and characterization of the ultra-micro CO_2 foam [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(4): 128-134.
- [10] 张贤松, 王其伟, 宋新旺, 等. 孤岛中二区28-8井注强化氮气泡沫研究[J]. 油田化学, 2005, 22(4): 366-369, 384.
 ZHANG Xiansong, WANG Qiwei, SONG Xingwang, et al. Polymer enhanced nitrogen foam injection for EOR in well group GD2-28-8 of Gudao, Shengli: Laboratory study and preliminary results [J]. Oilfield Chemistry, 2005, 22(4): 366-369, 384.
- [11] 付继彤, 张莉, 尹德江, 等. 强化泡沫的封堵调剖性能及矿场试验[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(5): 47-49.
 FU Jitong, ZHANG Li, YIN Dejiang, et al. The performance of plugging and profile control and field experiment of enhanced foam [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2005, 12(5): 47-49.
- [12] XU L, DONG M Z. Synergy of surface-treated nano-particle and anionic-nonionic surfactant on stabilization of natural gas foams [J]. Colloids and Surfaces A, 2018, 550(4): 176-185.
- [13] 雷自刚, 孟祖超, 朱珍珍, 等. 固体酸催化合成 C_{12-14} 烷基糖苷及性能测定[J]. 化工技术与开发, 2019, 48(10): 19-21, 63.
 LEI Zigang, MENG Zuchao, ZHU Zhenzhen, et al. Catalytic synthesis of C_{12-14} alkyl glycoside by solid acid and its performance determination [J]. Technology & Development of Chemical Industry, 2019, 48(10): 19-21, 63.
- [14] 赖南君, 闻一平, 乔东宇, 等. 生物多糖在高温高盐油藏聚合物驱的可行性探索[J]. 精细化工, 2020, 37(4): 841-852.
 LAI Nanjun, WEN Yiping, QIAO Dongyu, et al. Study on the feasibility of biological polysaccharides in polymer flooding in high temperature and high salinity reservoirs [J]. Fine Chemicals, 2020, 37(4): 841-852.
- [15] 魏鹏. 生物多糖类强化泡沫体系稳定机理及驱油特性研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019.
 WEI Peng. Investigation on the foam stability mechanism and oil-displacement characteristics of biological polysaccharides enhanced foam [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [16] PUGH R J. Foaming, foam films, antifoaming and defoaming [J]. Advances in Colloid and Interface Science, 1996, 64: 142-171.

- [17] ALZOBAlDI S, DA C, TRAN V, et al. High temperature ultralow water content carbon dioxide-in-water foam stabilized with viscoelastic zwitterionic surfactants[J]. *Journal of Colloid Interface Science*, 2017, 488: 79-91.
- [18] WEI P, PU W, SUN L, et al. Role of water-soluble polymer on foam-injection process for enhancing oil recovery [J]. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2018, 65: 280-289.
- [19] TONG L J, BAO M T, LI Y M, et al. Interfacial dynamic and dilational rheology of polyelectrolyte / surfactant two-component nanoparticle systems at air-water interface [J]. *Applied Surface Science*, 2014, 316: 147-154.
- [20] PETKOVA R, TCHOLAKOVA S, DENKOV N D. Foaming and foam stability for mixed polymer-surfactant solutions: effects of surfactant type and polymer charge [J]. *Langmuir*, 2012, 28(11): 4 996-5 009.
- [21] ZHANG G, WANG P, SONG G. Study on enhanced oil recovery by multi-component foam flooding [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 177: 181-187.
- [22] JONES S A, VAN DER BENT V, FARAJZADEH R, et al. Surfactant screening for foam EOR: Correlation between bulk core-flood experiments [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2016, 500: 166-176.
- [23] OSEI-BONSU K, GRASSIA P, SHOKRI N. Investigation of foam flow in a 3D printed porous medium in the presence of oil [J]. *Journal of Colloid and Interface Surface*, 2017, 490: 850-858.
- [24] SIMJOO M, REZAEI T, ANDRIANOV A, et al. Foam stability in the presence of oil: effect of surfactant concentration and oil type [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2013, 438: 148-158.
- [25] FARAJZADEH R, ANDRIANOV A, KRASSTEC R, et al. Foam-oil interaction in porous media; implications for foam assisted enhanced oil recovery [J]. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2012, 183: 1-13.
- [26] KAHROBAEI S, FARAJZADEH R. Insights into effects of surfactant concentration on foam behavior in porous media [J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(2): 822-829.
- [27] DA C, ALZOBAlDI S, JIAN G, et al. Carbon dioxide/water foams stabilized with a zwitterionic surfactant at temperature up to 150 °C in high salinity brine [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 166: 880-890.
- [28] LI B, LI H, CAO A, et al. Effects of surface concentration on foam texture and flow characteristics in porous medium [J]. *Colloids and Surfaces A*, 2019, 560(3): 189-197.
- [29] JONES S A, LASKARIS G, VINCENT-BONNIEU S, et al. Effects of surfactant concentration on foam: foam coreflood experiments to implicit-texture foam-model parameters [J]. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2016, 37(6): 268-276.

编辑 刘北羿