

引用格式:贾玉婷,陈海龙,杨孟珂,等.超临界CO₂泡沫稳态传输特征及混相驱油行为研究[J].油气藏评价与开发,XXXX,XX(XX):
JIA Yuting, CHEN Hailong, YANG Mengke, et al. 英文标题[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, XXXX, XX(XX):
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025438

超临界CO₂泡沫稳态传输特征及混相驱油行为研究

贾玉婷¹, 陈海龙¹, 杨孟珂², 田庆涛³, 唐金玉⁴, 王典林¹, 魏兵¹

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室,四川成都 610500;2.中国石油化工股份有限公司西南油气分公司石油工程监督中心,四川德阳 618000;3.中国石油塔里木油田公司,新疆库尔勒 841000;4.United Arab Emirates University, AI Ain, United Arab Emirates 00000)

摘要:CO₂泡沫可以有效降低气体流度、提高驱油体系波及效率,但油相的存在会对泡沫的生成、稳定及在多孔介质中气体流度控制产生显著影响,因此,认识多孔介质中泡沫-油相的相互作用至关重要。研究通过超临界CO₂泡沫稳态流动实验与岩心驱替实验,系统研究了泡沫质量(f_g)对其稳态传输行为的影响、油相组分对泡沫强度的影响、泡沫生成方式(原位生成泡沫,预先生成泡沫)对混相驱油效率的影响。研究结果表明:超临界CO₂泡沫的表现黏度随泡沫质量的增加呈现先增加后下降的趋势,在渗透率约为 $28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心中,最佳泡沫质量约为0.75,此时泡沫体系表现出最优的流度控制能力;油相组分显著影响泡沫强度,相较于正癸烷(C₁₀),在驱替十六烷(C₁₆)过程中,泡沫的表现黏度与压差更大,气体突破时间更滞后,泡沫强度更大,驱替时的采收率更高;此外,泡沫生成方式对混相驱油效率具有重要影响。无论是驱替C₁₀还是C₁₆,原位生成泡沫驱替的采收率均高于预先生成泡沫驱替。具体数据表明,原位生成泡沫驱替C₁₀和C₁₆的采收率分别为17.78%和30.91%,而预先生成泡沫驱替在相同情况下的采收率分别为15.91%和20.83%。本研究明确了最佳泡沫注入质量,为现场工艺参数优化提供了直接依据,同时阐明了油相组分和泡沫生成方式对CO₂泡沫性能及驱油效率的影响规律,为油藏适应性评价与注入工艺优选奠定了理论基础。

关键词:流度控制;油相组分;泡沫生成方式;超临界CO₂泡沫;稳态传输特征;混相驱油行为

中图分类号:TE357.7

文献标识码:A

Study on steady-state transport characteristics and miscible flooding behavior of supercritical CO₂ foam

JIA Yuting¹, CHEN Hailong¹, YANG Mengke², TIAN Qingtao³, TANG Jinyu⁴, WANG Dianlin¹, WEI Bing¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Petroleum Engineering Supervision Center, Southwest Oil and Gas Branch, China Petroleum and Chemical Corporation, Deyang, Sichuan 618000, China; 3. CNPC Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China; 4. United Arab Emirates University, AI Ain, United Arab Emirates 000000)

Abstract: CO₂ foam can effectively reduce gas mobility and improve oil displacement system sweep efficiency, but the presence of oil phase will have a significant impact on the formation and stability of foam and the control of gas mobility in porous media. Therefore, it is very important to understand the interaction between foam and oil phase in porous media. This study systematically studied the effects of foam quality (f_g) on its steady-state transport behavior, the effects of oil phase composition on foam strength, and the effects of foam generation mode (in-situ generated foam, pre-generated foam) on miscible flooding efficiency through supercritical CO₂ foam steady-state flow experiments and core displacement experiments. The results show that the apparent viscosity of supercritical CO₂ foam increases first and then decreases with the increase of foam quality. In the core with a permeability of approximately $28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the optimal foam quality is about 0.75, and the foam system shows the best mobility control ability. The oil phase composition significantly affects the foam strength. Compared with n-decane (C₁₀), in the process of displacing hexadecane (C₁₆), the apparent viscosity and pressure difference of foam are larger, the gas breakthrough time is lagging behind, the foam strength is larger, and the recovery rate is higher during displacement. In addition, the foam generation mode has an important influence on the efficiency of miscible flooding. Whether it is displacing C₁₀ or C₁₆, the recovery rate of in-

收稿日期:2026-01-19。

第一作者简介:贾玉婷(2001—),女,在读硕士研究生,从事复杂油气藏提高采收率理论和技术研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。Email:jyt2001027@163.com。

通信作者简介:魏兵(1983—),男,教授,博士生导师,从事复杂油气藏提高采收率理论和技术研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。Email:bwei@swpu.edu.cn。13668281923。

基金项目:国家自然科学基金面上项目“致密油藏缝网均衡波及与基质/裂缝高效“质”换协同提高采收率模式研究”(52274041);四川省杰出青年科学基金项目“非常规油气藏提高采收率理论与方法”(2023NSFSC1954)。

situ generated foam is higher than that of pre-generated foam. The specific data show that the recovery rates of in-situ generated foam flooding C_{10} and C_{16} are 17.78% and 30.91%, respectively, while the recovery rates of pre-generated foam under the same conditions are 15.91% and 20.83%, respectively. This study clarifies the optimal foam injection quality and provides a direct basis for the optimization of field process parameters. At the same time, it clarifies the influence of oil phase composition and foam generation mode on CO₂ foam performance and oil flooding efficiency, which lays a theoretical foundation for reservoir adaptability evaluation and injection process optimization.

Keywords: mobility control; oil phase composition; foam generation mode; supercritical CO₂ foam; the steady-state transport characteristics; miscible flooding behavior

依据相态行为差异,CO₂驱油技术可划分为非混相驱、近混相驱与混相驱三类,其中,CO₂混相驱油技术在提高原油采收率方面展现出更显著的效能^[1-4]。然而,CO₂的低黏度与高流度特性易引发黏性指进、重力超覆及气体窜流等现象,从而导致气体波及效率低,使得其提高原油采收率效果不佳^[5-9]。大量矿场实验与理论研究表明,泡沫体系的引入可有效降低气体流度(10-10⁴倍),改善上述问题,显著提升原油采收率^[10-15]。泡沫是一种液相包裹气相的热力学不稳定分散体系,可以显著降低气体流度,提高气体波及效率^[16]。油相的存在会对泡沫体系的稳定性与强度产生显著影响^[17-22],因此深入理解CO₂泡沫-油相的相互作用,对于优化泡沫驱油工艺设计具有重要的指导意义。然而,现有研究多聚焦于非混相条件,对混相驱替过程中泡沫-油相的相互作用的研究仍存在显著空白。具体而言,在混相条件下,油相组分对泡沫强度的影响及不同泡沫生成方式(原位生成/预先生成)的驱油效率差异等关键科学问题尚未系统阐明,严重制约该技术在复杂油藏中的适应性。

本研究针对上述科学挑战,构建了多尺度实验研究体系:首先,采用界面张力消失法^[23-24]测定CO₂-油相的最小混相压力(MMP);其次,通过稳态流动实验确定最佳泡沫质量参数;最终,通过岩心驱替实验系统研究超临界CO₂泡沫混相驱油行为。本文将详细阐述实验方法、结果与分析,为后续现场开展混相CO₂泡沫驱油提供指导依据。

1 实验部分

1.1 实验材料与装置

实验材料包括烷基糖苷(APG0814,50%水溶液,分子量为320.42)、NaCl固体(分析纯,分子量为58.44)、正癸烷(C₁₀,纯度为98%,分子量为142.29)、十六烷(C₁₆,纯度为98%,分子量为226.44)、CO₂气体(纯度为99.9%)、人造砂岩岩心(ϕ 2.5 cm×8.0 cm,液测渗透率为30±3×10⁻³ μm²,4根)、去离子水(DI)。研究选用C₁₀与C₁₆作为油相模型,旨在通过控制变量初步揭示油相组分对泡沫强度的影响,为后续复杂油相研究提供理论基础。表面活性剂溶液是质量分数为0.5%的烷基糖苷溶液(基于质量分数为

3.0%的NaCl溶液配制)。测量超临界CO₂泡沫驱油最小混相压力的实验装置主要包括KRUSS高压液滴形状分析仪(精度±0.01 mN/m),平流泵(流量精度为0.001 cm³/min),CO₂中间容器。研究超临界CO₂泡沫稳态传输特征及混相驱油行为的实验装置主要包括温度控制系统(恒温箱,控温精度±0.5 °C)、压力控制和监测系统(回压阀和压力传感器)、注入系统(平流泵,精度为0.001 cm³/min;中间容器)、岩心夹持系统和液体回收系统(图1),在预先生成泡沫的驱油实验中需增加一个泡沫生成器(尺寸为 ϕ 2.5 cm×4.0 cm,由填砂管填砂而成,液测渗透率为540×10⁻³ μm²,孔隙体积为10 cm³)。实验温度为40 °C,实验压力均高于CO₂与油相的最小混相压力。

1.2 实验方法

1.2.1 界面张力消失法

实验采用界面张力消失法测量CO₂与C₁₀、C₁₆的最小混相压力值,具体步骤为:

- 1)准备油样C₁₀与C₁₆;
- 2)向高温高压腔室内通入CO₂气体,调整压力至1 MPa,温度至40 °C;
- 3)通过腔室内上部的针头打入油样,使其形成稳定的液滴,测量并记录油样与CO₂气体的界面张力值;
- 4)逐步提升压力(步长1.0 MPa),重复测量各压力点的界面张力值;
- 5)将测得的值进行线性拟合,外延拟合曲线与压力轴交点即为最小混相压力。

需要说明的是,尽管细管实验常用于准确测量最小混相压力,但本研究使用界面张力消失法可以快速测定MMP,确定后续泡沫驱油实验所需的最小混相压力。

1.2.2 稳态流动实验

采用气、液同注模式,以气相流速(U_g)和液相流速(U_w)为变量设计30组实验,研究其稳态传输特征,确定泡沫最佳注入质量。

具体步骤为:1)准备人造岩心,表面活性剂溶液与CO₂气体,连接实验装置,调整烘箱温度为40 °C;2)采用质量分数为3.0%的NaCl盐水测量人造岩心的孔隙度($\varphi=0.16$)和渗透率($K_w=28\times 10^{-3}$ μm²);3)使用回压阀将系

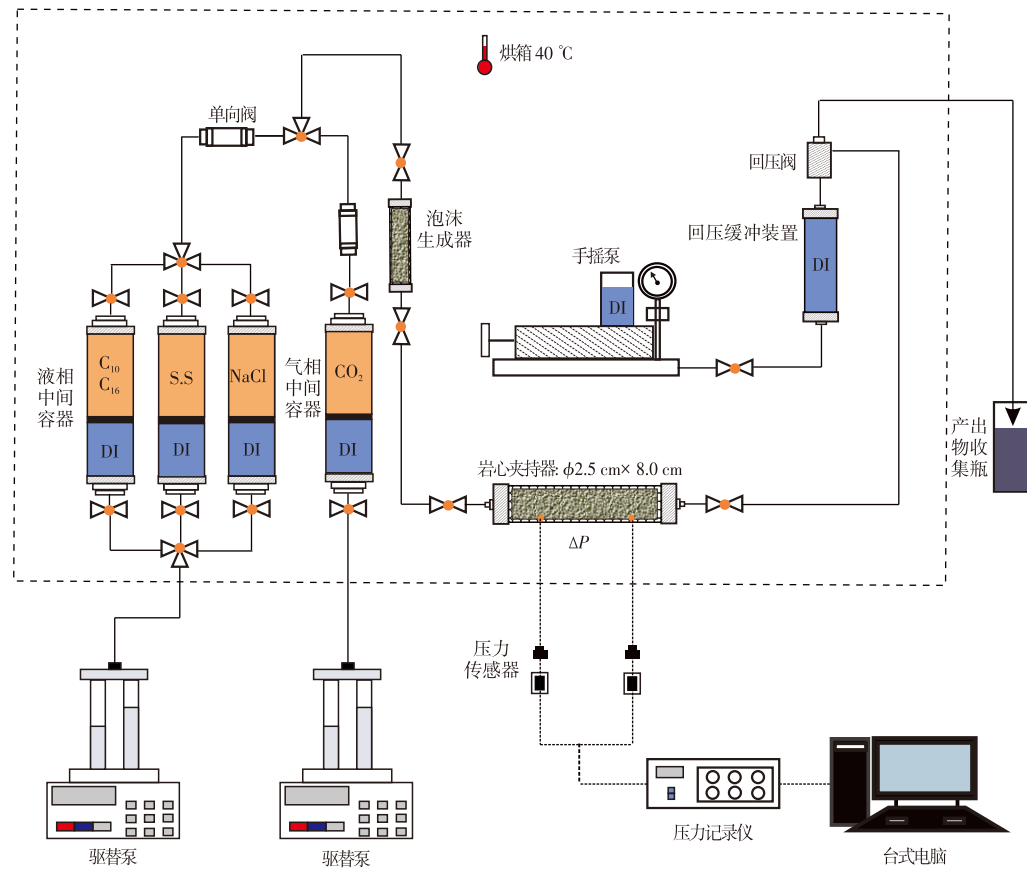


图1 超临界CO₂泡沫稳态传输及混相驱油实验装置示意图

Fig. 1 Experimental setup for steady-state transport and miscible oil flooding of supercritical CO₂ foam

统压力逐步提高到10 MPa,将CO₂气体以1 cm³/min的流速注入实验系统,持续4 h,检查中间容器、管线和阀门连接处及回压阀的气密性,排除杂质气体;4)按照实验设计的气、液流速进行超临界CO₂泡沫稳态传输模拟实验,设定流速以线流速计量(表2),实验过程中记录注入气、液流速及对应的压力差值。

1.2.3 岩心驱替实验

进行岩心驱替实验,研究超临界CO₂泡沫混相驱油行为,具体实验步骤为:

1)岩心孔隙度与渗透率测定:使用质量分数为3%的NaCl盐水测定岩心孔隙度与渗透率,其值如表1所示。

2)岩心饱和水:将岩心放置于岩心夹持器中,调整烘箱至40 °C,系统压力至10 MPa(高于MMP)。使用质量分数为3%的NaCl盐水以0.104 cm³/min速度(线速度等

于3.53×10⁻⁶ m/s)饱和岩心。

3)岩心饱和油:将饱和完水的岩心,继续以0.104 cm³/min速度饱和油相(C₁₀或C₁₆),并记录岩心中驱替的水量,此水量即为饱和于岩心中的油量。

4)岩心驱替:驱替过程首先以0.104 cm³/min注入速度进行水驱(质量分数为3%的NaCl盐水),水驱至产水率大于98%时表明水驱结束,并记录产出的油量,计算水驱油采收率;继续以0.104 cm³/min注入速度进行表面活性剂驱(质量分数为0.5%的APG表面活性剂溶液),注入1.5个孔隙体积(PV)的表面活性剂,作为泡沫驱的前置段塞饱和岩心(预先生成泡沫驱替实验中由于泡沫生成器的存在,注入的表面活性剂量会更多);后续按照设定的泡沫质量,注入速度为0.104 cm³/min气、液同注进行泡沫驱,注入3个PV后,将注入速度改变为0.208 cm³/min,注入2~3个PV后,将注入速度改变为0.416 cm³/min,注入2~3个PV后结束驱替过程。

表1 岩心物性参数及实验分配

Table 1 Core properties and experimental allocation

编号	长度/mm	直径/mm	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	孔隙体积/cm ³	孔隙度/%	实验组别
1	80.36	25.25	31.48	7.45	18.53	原位生成泡沫混相驱油(C ₁₀)
2	80.45	25.29	27.92	6.55	16.22	预先生成泡沫混相驱油(C ₁₀)
3	80.31	25.27	28.31	6.41	15.93	原位生成泡沫混相驱油(C ₁₆)
4	80.26	25.27	33.97	6.90	17.15	预先生成泡沫混相驱油(C ₁₆)

实验数据处理中总采收率计算公式为:

$$\eta = \frac{N_p}{Q_{OIP}} \quad (1)$$

式中: η 为采收率; N_p 为累计产油量,单位 cm^3 ; Q_{OIP} 为饱和岩心中的油量,单位 cm^3 。

表观黏度计算公式为:

$$\mu_{app} = \frac{K\nabla p}{U_t} \quad (2)$$

式中: μ_{app} 为表观黏度,单位 $\text{Pa}\cdot\text{s}$; K 为岩心渗透率,单位 m^2 ; ∇p 为压力梯度,单位 Pa/m ; U_t 为通过岩心的总流速,单位 m/s 。

2 实验结果与分析

2.1 超临界CO₂泡沫驱油最小混相压力

基于界面张力消失法,系统测定了CO₂与C₁₀、C₁₆在40℃下的最小混相压力。实验数据显示(图2),在40℃下,CO₂与C₁₀的MMP为8.05 MPa,CO₂与C₁₆的MMP为9.15 MPa。

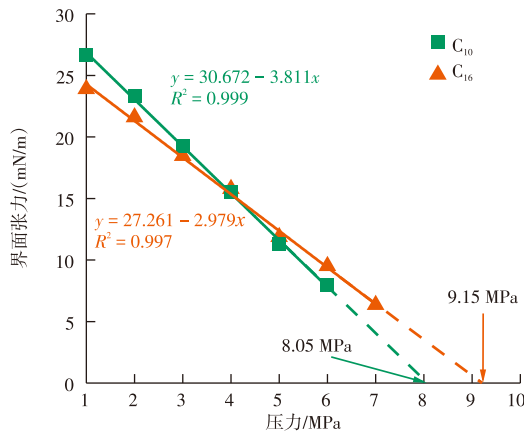


图2 CO₂与C₁₀和C₁₆界面张力随压力变化情况

Fig. 2 Variation of interfacial tension between CO₂ and C₁₀/C₁₆ with pressure

后续实验温度设定为40℃,实验压力设置为10 MPa(高于MMP)。

2.2 超临界CO₂泡沫稳态传输特征

通过泡沫稳态流动实验研究超临界CO₂泡沫稳态传输特征,随机设计了30组实验,稳态流动实验测得相关数据见表2。

根据实验测得的稳态压力梯度(表2),结合线性三角插值法绘制了超临界CO₂泡沫稳态传输的压力梯度等值线图版(图3)。从图3可以看出:超临界CO₂泡沫具有高干度区域以及低干度区域。高干度区域位于图版左上部分,压力梯度值从18 MPa/m过渡至36 MPa/m排布较

密,后续36 MPa/m至51 MPa/m排布稀疏,高干度区域压力梯度几乎不受气体流速的变化而变化。低干度区域位于图版右下部分,呈现部分上翘趋势以及部分水平趋势,上翘部分与之前研究保持一致性^[25],水平部分表现为典型的低干度机制,即压力梯度值不受液体流速的变化而变化。

为实现气体流量控制最优化,需通过表观黏度(μ_{app})最大化确定最佳泡沫质量(f_g^*)。在图3上作通过岩心的总流速(U_t)斜线,可以获取 $U_t=24\times 10^{-6}$ m/s时,不同气、液流速下对应点的压力梯度值,利用公式(2)计算对应的表观黏度,并绘制表观黏度与泡沫质量(f_g)关系图(图4)。

从图中可以看出 $U_t=24\times 10^{-6}$ m/s时,泡沫质量在0.75附近时的表观黏度值最大。将表观黏度最大处的泡沫质量定义为最佳泡沫质量,也是处于过渡状态时的泡沫质量。当 $f_g \leq f_g^*$ 时,泡沫处于低干度机制,表观黏度随气相百分比的增大而增大;当 $f_g > f_g^*$ 时,泡沫处于高干度机制,受到毛细管力影响,泡沫表观黏度随气相百分比增大而减小^[26]。重复上述步骤,得到 $U_t = 18\times 10^{-6}$ m/s、 $U_t = 30\times 10^{-6}$ m/s时的最佳泡沫质量,将 $U_t = 18\times 10^{-6}$ m/s、 $U_t = 24\times 10^{-6}$ m/s、 $U_t = 30\times 10^{-6}$ m/s的最佳泡沫质量在图中绘出并连接可以得到直线(图4压力梯度等值线图版中的红色实线),该直线对应的泡沫质量为过渡状态泡沫质量约等于0.75,后续选择该泡沫质量进行混相驱油实验。

2.3 超临界CO₂泡沫混相驱油行为

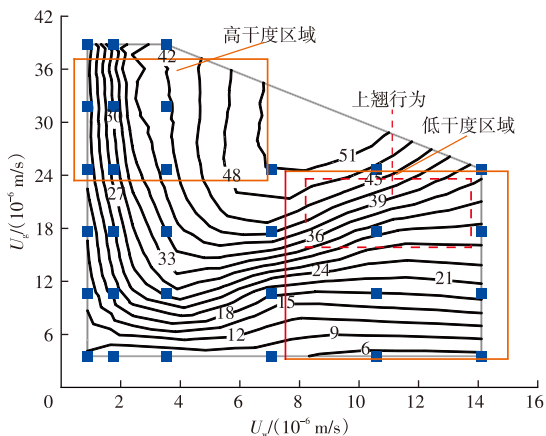
从原位生成CO₂泡沫驱替C₁₀与C₁₆的采出程度和驱替压差变化情况可知(图5):在水驱阶段,随着注入PV的增加,驱替压差逐渐升高后续略微下降,采出程度则迅速增加后保持稳定,此时对应的采收率为水驱采收率。在表活剂驱阶段,随着注入PV的增加,驱替压差略微下降,采出程度无明显变化;原位泡沫驱阶段,首先以 $f_g=0.70$,体积流量0.104 cm³/min的条件稳定注入,随着注入PV的增加,气体进入岩心并与表面活性剂作用生成泡沫,气体流量降低,岩心两端压差逐渐升高达到峰值,此阶段采出程度无明显变化,而后气体突破,压差逐渐下降,采出程度迅速增加,后续将体积流量依次调整为0.208 cm³/min、0.416 cm³/min,驱替压差与采出程度都有逐步的增加,但增幅较小,说明此时泡沫处于剪切稀释的状态。

对比图5a与图5b的压差曲线可以看出:驱替C₁₆时的压差大于C₁₀,说明岩心中C₁₆的泡沫强度大于C₁₀中的泡沫强度,C₁₆的消泡能力弱于C₁₀。对比图5a与图5b的采出程度曲线可以看出:气体突破后泡沫驱替C₁₆采出程度远远大于C₁₀的采出程度,结合驱替压差值可以得出,驱替C₁₆的泡沫强度大于C₁₀,形成稳定的泡沫更能够提高原油采收率。

表2 稳态流动实验气、液流速及压力梯度值

Table 2 Gas-liquid flow rates and pressure gradient values in steady-state flow experiments

序号	气体流速/(10 ⁻⁶ m/s)	液体流速/(10 ⁻⁶ m/s)	总流速/(10 ⁻⁶ m/s)	泡沫质量/%	压力梯度/(MPa/m)
1	3.53	14.11	17.64	20.01	5.150
2	10.58	14.11	24.69	42.85	19.187
3	17.64	14.11	31.75	55.56	28.975
4	24.69	14.11	38.80	63.63	37.362
5	3.53	10.58	14.11	25.02	4.862
6	10.58	10.58	21.16	50.00	17.937
7	17.64	10.58	28.22	62.51	30.412
8	24.69	10.58	35.27	70.00	47.712
9	3.53	1.76	5.29	66.73	6.400
10	10.58	1.76	12.34	85.74	19.037
11	17.64	1.76	19.40	90.93	24.137
12	24.69	1.76	26.45	93.35	29.987
13	3.53	3.53	7.06	50.00	6.087
14	10.58	3.53	14.11	74.98	28.900
15	17.64	3.53	21.17	83.33	36.525
16	24.69	3.53	28.22	87.49	40.412
17	3.53	7.06	10.59	33.33	7.200
18	10.58	7.06	17.64	59.98	17.912
19	17.64	7.06	24.70	71.42	42.912
20	24.69	7.06	31.75	77.76	51.099
21	31.75	3.53	35.28	89.99	41.312
22	38.81	3.53	42.34	91.66	41.474
23	31.75	1.76	33.51	94.75	33.899
24	38.81	1.76	40.57	95.66	34.312
25	3.53	0.88	4.41	80.05	8.600
26	10.58	0.88	11.46	92.32	12.775
27	17.64	0.88	18.52	95.25	15.187
28	24.69	0.88	25.57	96.56	18.750
29	31.75	0.88	32.63	97.30	18.900
30	38.81	0.88	39.69	97.78	18.912



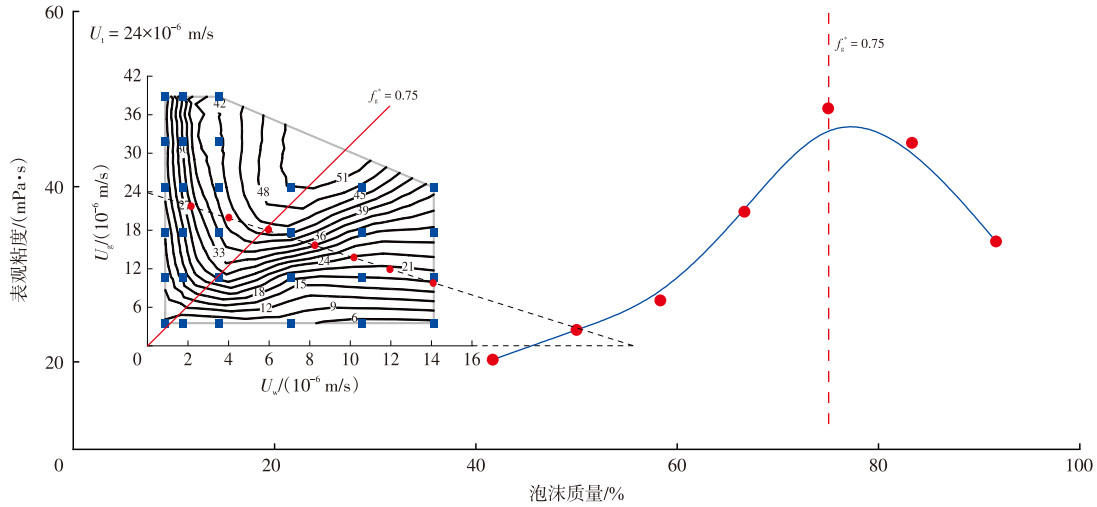
注: U_g 为气体流速, 单位 10^{-6} m/s; U_l 为液体流速, 单位 10^{-6} m/s; ∇p 是根据表2中30组实验数据通过线性三角插值法绘制的压力梯度等值线, 线上数值即为压力梯度值。

图3 超临界CO₂泡沫稳态传输的压力梯度等值线图版

Fig. 3 Pressure gradient contour chart for steady-state supercritical CO₂ foam flow

图6为预先生成CO₂泡沫驱替C₁₀与C₁₆的采出程度和驱替压差变化情况与原位生成泡沫驱替实验基本一致。不同之处在于,在表面活性剂驱阶段,预先生成泡沫驱替实验中由于泡沫生成器的存在,注入的表面活性剂量较原位生成泡沫实验多1.5 PV,这与泡沫生成器的孔隙体积有关。对比图6a与图6b可知:驱替C₁₆时的压力差值与气体突破后的采出程度值大于C₁₀,这说明在岩心环境中,C₁₆的泡沫强度大于C₁₀的泡沫强度,C₁₆的消泡能力弱于C₁₀。

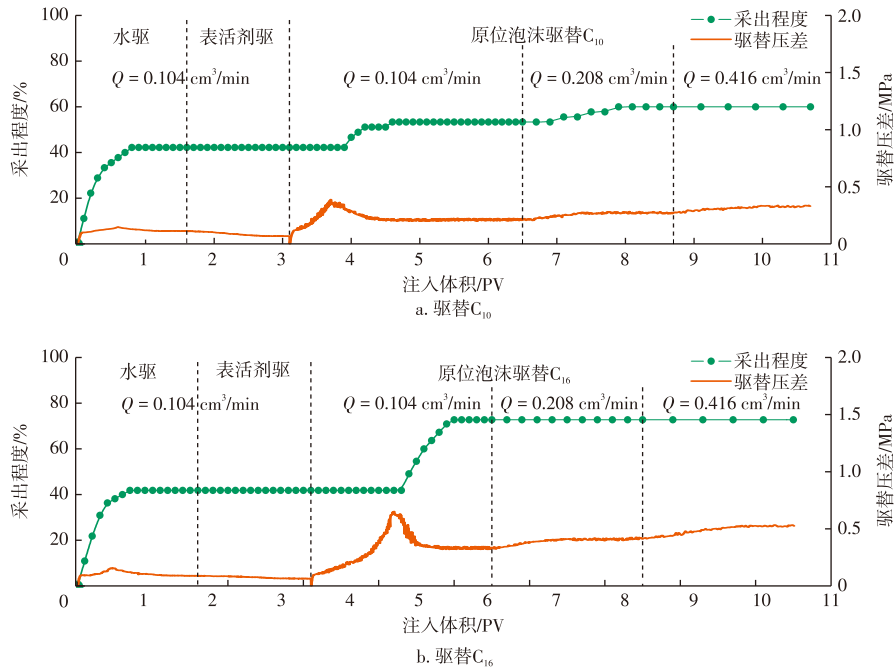
对比图5与图6的驱替压差曲线可以发现,预先生成泡沫驱替过程的压差较高,这是因为原位生成泡沫发生在含油饱和度较高的岩心中,油相的存在使得泡沫的稳定性较弱^[18]。对比图5与图6的采出程度曲线可以看出:原位生成泡沫驱替的采收率高于对应的预先生成泡沫驱替,这是因为预先生成泡沫驱替产生了大量的泡沫液膜,泡沫液膜的存在影响了混相过程,从而降低了采收率。



注: U_g 为气相流速,单位 10^{-6} m/s; U_w 为液相流速,单位 10^{-6} m/s; U_t 为总流速,单位 10^{-6} m/s; f_g^* 为最佳泡沫质量, %。

图4 泡沫表观黏度与泡沫质量的变化关系

Fig.4 Variation of foam apparent viscosity with foam quality



注: Q 为体积流量,单位 cm^3/min 。

图5 原位生成泡沫驱替 C_{10} 与 C_{16} 的采出程度和驱替压差变化情况

Fig. 5 Variation curves of exploitation degree and displacement pressure difference during in-situ generated foam flooding of C_{10} and C_{16}

利用公式(2)计算出各驱替阶段的表观黏度,结果显示(图7):对于原位生成泡沫驱替 C_{10} 与 C_{16} 的表观黏度,可以看出在水驱及表面活性剂驱阶段的表观黏度值基本一致;后续进入泡沫驱阶段,两者表观黏度值都迅速升高,但是驱替 C_{16} 的表观黏度峰值更高,说明其泡沫强度更大,泡沫前后能够维持的压差更大,气体突破的时间更加滞后;气体突破后进入平缓阶段驱替 C_{16} 的表观黏度为 $36 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 大于驱替 C_{10} 的黏度 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,也证明了 C_{10} 的消泡能力强于 C_{16} ;后续随着注入速度的增加二者的表观黏度有所降低,表明其泡沫在流变行为中表现为

剪切稀释。预先生成泡沫驱替 C_{16} 的泡沫表观黏度同样大于驱替 C_{10} 的表观黏度,且预先生成泡沫的各驱替过程中表观黏度值大于原位生成泡沫的表观黏度值,这是因为原位生成泡沫岩心中的含油饱和度较高,会破坏泡沫的稳定性,使得其泡沫强度弱于预先生成的泡沫强度。

关于气体突破的时间点(表观黏度最大值对应点),对于原位生成泡沫, C_{16} 相较 C_{10} 对泡沫稳定性影响较小,因此驱替 C_{16} 的泡沫强度更大,气体突破时间更晚。对于预先生成泡沫驱替,由于泡沫生成器存在增加了注入PV

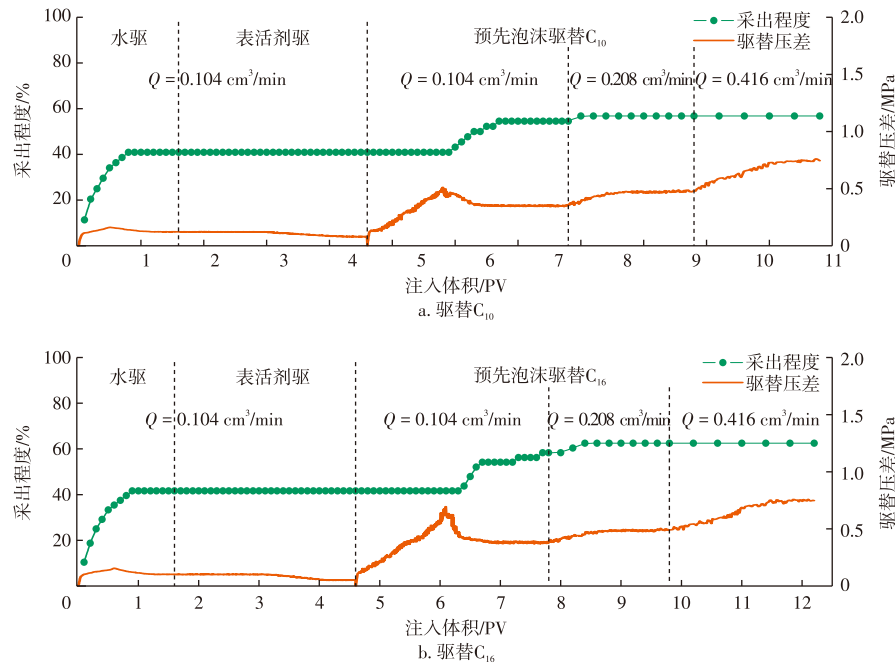


图6 预先生成泡沫驱替C₁₀与C₁₆的采收程度和驱替压差变化情况

Fig. 6 Variation curves of exploitation degree and displacement pressure difference during pre-generated foam flooding of C₁₀ and C₁₆

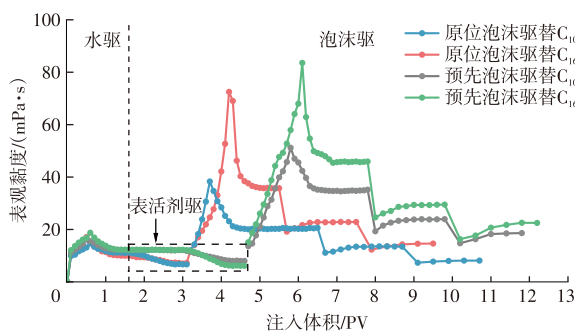


图7 驱替过程表观黏度变化情况

Fig. 7 Variation curves of apparent viscosity during the displacement process

数,同时泡沫液膜的存在进一步增强了泡沫的稳定性,整体气体突破时间较原位泡沫有所延长。同样,因为C₁₆相较C₁₀对泡沫稳定性影响较小,因此驱替C₁₆的泡沫强度更大,气体突破时间更滞后。

4组驱替实验的采收率数据如表3所示,将表3数据绘制成柱状图(图8),进一步对比采收率数据可以看出:原位生成泡沫驱替的采收率均大于对应的预先生成泡沫驱替的采收率,驱替C₁₆的采收率大于对应泡沫驱替C₁₀的采收率。结合ZUTA等^[27]学者研究成果,开展了岩心中不同的注入方式对提高采收率的影响分析,结果发现在均质岩心中,同等实验条件下CO₂泡沫驱提高采收率的效果要优于水气交替注入(WAG)和单纯气驱,同时CO₂泡沫可以有效封堵裂缝,提高裂缝下油藏的采收率。

表3 原位生成泡沫驱替和预先生成泡沫驱替的采收率数据
Table 3 Recovery rate data of in-situ generated foam flooding and pre-generated foam flooding

驱替方式	水驱采收率/%	泡沫驱采收率/%	总采收率/%
原位生成泡沫驱替C ₁₀	42.22	17.78	60.00
原位生成泡沫驱替C ₁₆	41.82	30.91	72.73
预先生成泡沫驱替C ₁₀	40.91	15.91	56.82
预先生成泡沫驱替C ₁₆	41.67	20.83	62.50

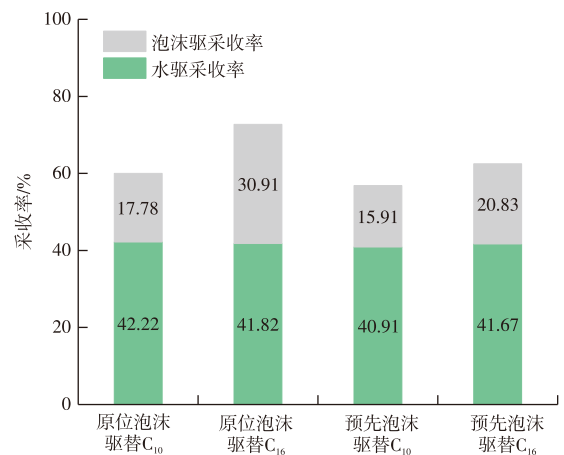


图8 各驱替方式的采收率柱状图

Fig. 8 Bar chart of recovery rates for different displacement methods

3 结论

1) 在40 °C和10 MPa条件下,CO₂泡沫在28×10⁻³ μm²

岩心中表观黏度最大值对应的泡沫质量约为0.75,为后续研究超临界CO₂泡沫混相驱油行为提供了最佳注入参数;

2)油相组分显著影响泡沫强度。相较于C₁₀,驱替C₁₆时泡沫的表观黏度更大,说明其对流体的控制更大,泡沫前后能够维持的压差更大,气体突破的时间更加滞后;

3)泡沫生成方式影响混相驱油过程。虽然预先生成泡沫具有较高的驱替压差,但受限于液膜弱化混相作用的影响,原位生成泡沫驱替的采收率大于预先生成泡沫驱替的采收率。

参考文献

- [1] 袁士义,王强,李军诗,等.注气提高采收率技术进展及前景展望[J].石油学报,2020,41(12):1623-1632.
YUAN Shiyi, WANG Qiang, LI Junshi, et al. Technology progress and prospects of enhanced oil recovery by gas injection[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1623-1632.
- [2] LI L, ZHANG Y, SHENG J J. Effect of the injection pressure on enhancing oil recovery in shale cores during the CO₂ huff-n-puff process when it is above and below the minimum miscibility pressure[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(4): 3856-3867.
- [3] AL-MUDHAFAR W J. From coreflooding and scaled physical model experiments to field-scale enhanced oil recovery evaluations: comprehensive review of the gas-assisted gravity drainage process[J]. Energy & Fuels, 2018, 32(11): 11067-11079.
- [4] ZHANG K Q, LI S Y, LIU L R. Optimized foam-assisted CO₂ enhanced oil recovery technology in tight oil reservoirs[J]. Fuel, 2020, 267: 117099.
- [5] ROSSEN W R. Foams in enhanced oil recovery[M]. Routledge, 1996: 413-464.
- [6] BURROWS L C, HAERI F, CVETIC P, et al. A literature review of CO₂, natural gas, and water-based fluids for enhanced oil recovery in unconventional reservoirs[J]. Energy & Fuels, 2020, 34(5): 5331-5380.
- [7] SALEHI M M, SAFARZADEH M A, SAHRAEI E, et al. Comparison of oil removal in surfactant alternating gas with water alternating gas, water flooding and gas flooding in secondary oil recovery process[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 120: 86-93.
- [8] AL-BAYATI D, SAEEDI A, MYERS M, et al. An experimental investigation of immiscible-CO₂-flooding efficiency in sandstone reservoirs: influence of permeability heterogeneity[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2018, 22(3): 990-997.
- [9] ZHAO X, RUI Z, LIAO X. Case studies on the CO₂ storage and EOR in heterogeneous, highly water-saturated, and extra-low permeability Chinese reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 29: 275-283.
- [10] CHEN H, CHEN Z, WEI B, et al. A novel approach for quantitative characterization of aqueous *in-situ* foam dynamic structure based on fractal theory[J]. Fuel, 2023, 352: 129149.
- [11] 王庆,杨昌华,林伟民,等.中原油田耐温抗盐二氧化碳泡沫控制气窜研究[J].油气地质与采收率,2013,20(4):75-78.
WANG Qing, YANG Changhua, LIN Weimin, et al. Study on gas channeling control by temperature and salt resistance CO₂ foam, Zhongyuan oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(4): 75-78.
- [12] CHEN H, WEI B, ZHOU X, et al. Theory and technology of enhanced oil recovery by gas and foam injection in complex reservoirs[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2025, 15(3): 181-184.
- [13] ZUTA J, FJELDE I. Transport of CO₂-foaming agents during CO₂-foam processes in fractured chalk rock[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010, 13(4): 710-719.
- [14] 李松岩,王麟,韩瑞,等.裂缝性致密油藏超临界CO₂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 CO₂ foam flooding in fractured tight reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 29-35.
- [15] WU R, WEI B, LI S, et al. Enhanced oil recovery in complex reservoirs: Challenges and methods[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2023, 10(3): 208-212.
- [16] ROGNMO A U, HELDAL S, FERNØ M A. Silica nanoparticles to stabilize CO₂-foam for improved CO₂ utilization: enhanced CO₂ storage and oil recovery from mature oil reservoirs[J]. Fuel, 2018, 216: 621-626.
- [17] NAMDAR ZANGANEH M, KAM S I I, LAFORCE T C C, et al. The method of characteristics applied to oil displacement by foam[J]. SPE Journal, 2010, 16(1): 8-23.
- [18] ANDRIANOV A, FARAJZADEH R, NICK M M, et al. Immiscible foam for enhancing oil recovery: bulk and porous media experiments [C]//Paper SPE-143578-MS presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, July 2011.
- [19] TANG J, VINCENT-BONNIEU S, ROSSEN W R. Experimental investigation of the effect of oil on steady-state foam flow in porous media[J]. SPE Journal, 2019, 24(1): 140-157.
- [20] 樊西惊.原油对泡沫稳定性的影响[J].油田化学,1997,(4):91-95.
FAN Xijing. The effect of crude oil on the stability of foams[J]. Oilfield Chemistry, 1997, (4): 91-95.
- [21] 庞诗师,蒲万芬,李玥洋,等.泡沫-原油作用稳定性影响因素研究[J].油田化学,2015,32(3):355-359.
PANG Shishi, PU Wanfen, LI Yueyang, et al. Influence factors on the stability of foam-oil interaction[J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(3): 355-359.
- [22] HOLM L W, JOSENDAL V A. Effect of oil composition on miscible-type displacement by carbon dioxide[J]. SPE Journal, 1982, 22(1): 87.
- [23] RAO D N. A new technique of vanishing interfacial tension for miscibility determination[J]. Fluid Phase Equilibria, 1997, 139(1): 311-324.
- [24] ZHANG K, GU Y. Two new quantitative technical criteria for determining the minimum miscibility pressures (MMPs) from the vanishing interfacial tension (VIT) technique[J]. Fuel, 2016, 184: 136-144.
- [25] 魏兵,杨孟珂,赵金洲,等.孔隙介质中超临界CO₂泡沫稳态传输机制及数值模拟方法[J].石油学报,2024,45(7):1122-1129.
WEI Bing, YANG Mengke, ZHAO Jinzhou, et al. Steady-state flow regimes and numerical simulation method of supercritical CO₂ foam in porous media[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(7): 1122-1129.
- [26] ALVAREZ J M, RIVAS H J, ROSSEN W R. Unified model for steady-state foam behavior at high and low foam qualities[J]. SPE Journal, 2001, 6(3): 325-333.
- [27] ZUTA J, FJELDE I. Experimental and simulation of CO₂-foam flooding in fractured chalk rock at reservoir conditions: Effect of mode of injection on oil recovery[C]//Paper SPE-129575-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia, Muscat, Oman, April 2010.