

引用格式:吴海荣,王立坤,杨钰龙,等.致密砾岩油藏CO₂吞吐降混剂优选实验研究[J].油气地质与采收率,2025,32(1):138-146.

WU Hairong, WANG Likun, YANG Yulong, et al. Experimental study on optimization of CO₂ huff-n-puff demixing agent for tight conglomerate reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(1): 138-146.

致密砾岩油藏CO₂吞吐降混剂优选实验研究

吴海荣¹,王立坤¹,杨钰龙¹,宋平²,张记刚²,谭龙²,侯吉瑞¹

(1. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院,北京 102249;

2. 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院,新疆 克拉玛依 834000)

摘要:CO₂与原油的最小混相压力(MMP)是区分CO₂混相驱和非混相驱的重要参数,如何有效降低CO₂与原油的最小混相压力成为低渗透油藏提高采收率的关键问题。为了解决新疆M油田某区块致密砾岩储层无法实现混相驱的问题,通过岩心驱替实验法筛选降混效果最佳的降混剂,并评价降混剂的注入对致密砾岩储层岩心CO₂吞吐效果的影响。研究表明:当注入柠檬酸异丁酯时,CO₂与原油的MMP降幅最大,故选其为最佳降混剂。在相同温度条件下,随着柠檬酸异丁酯质量分数逐渐增加,原油黏度的降幅逐渐增大,当注入的柠檬酸异丁酯质量分数为0.6%和0.8%时,其对原油的降黏效果相当。结合降混效果和经济学,将柠檬酸异丁酯的注入段塞和质量分数分别优化为0.006 PV和0.6%。柠檬酸异丁酯能够有效降低CO₂与原油的MMP的机理主要包括降低原油黏度和促进CO₂萃取能力2方面。室内CO₂吞吐实验参数优化为:注气时机为压力衰竭程度为10%,注气体积为0.75 PV,焖井时间为15 h。该条件下注入段塞为0.006 PV的质量分数为0.6%的柠檬酸异丁酯后,CO₂吞吐采收率由未注入降混剂的12.89%升至19.36%,所优选的柠檬酸异丁酯提高CO₂吞吐采收率具有明显的效果。

关键词:致密砾岩;CO₂吞吐;降混剂;最小混相压力;提高采收率

文章编号:1009-9603(2025)01-0138-09

DOI:10.13673/j.pgre.202312023

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Experimental study on optimization of CO₂ huff-n-puff demixing agent for tight conglomerate reservoirs

WU Hairong¹, WANG Likun¹, YANG Yulong¹, SONG Ping², ZHANG Jigang², TAN Long², HOU Jirui¹

(1. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: The minimum miscible pressure (MMP) of CO₂ and crude oil is an important parameter for distinguishing miscible flooding from immiscible flooding of CO₂. In addition, effectively reduce the MMP of CO₂ and crude oil has become a key issue for enhanced oil recovery in low-permeability reservoirs. To solve the problem that miscible flooding cannot be realized in a block of tight conglomerate reservoir in M Oilfield, Xinjiang, this paper screened the most effective demixing agent through the experimental method of core flooding and evaluated the influence of demixing agent injection on CO₂ huff-n-puff effect in cores of tight conglomerate reservoirs. The results show that the MMP of CO₂ and crude oil decreases the most when isobutyl citrate is injected, so it is selected as the best demixing agent. At the same temperature, the viscosity of the crude oil decreases as the concentration of isobutyl citrate increases; its viscosity reduction effect on oil is equivalent when the concentrations of isobutyl citrate are 0.6% and 0.8%, respectively. Based on the demixing ability and economy, the injection volume and concentration of isobutyl citrate are determined as

收稿日期:2023-12-25。

作者简介:吴海荣(1984—),女,山东肥城人,副研究员,博士,从事提高采收率与油田化学工作。E-mail:hrwu@cup.edu.cn。

通信作者:侯吉瑞(1965—),男,吉林九台人,教授,博士。E-mail:houlirui@126.com。

基金项目:中国石油战略合作科技专项“强非均质砾岩油藏CO₂吞吐机理与方案优化研究”(ZLZX2020-01-04)。

0.006 PV and 0.6%, respectively. The mechanism that isobutyl citrate could decrease the MMP of CO₂ and crude oil is the ability to reduce the viscosity of crude oil and promote the extraction capability of CO₂. The parameter optimization results of laboratory CO₂ huff-n-puff experiments are as follows: The optimal gas injection timing arrives when the pressure failure is 10%; the optimal gas injection volume is 0.75 PV, and the optimal shut-in duration is 15 h. The CO₂ huff-n-puff recovery increases from 12.89% without demixing agent injection to 19.36%. The optimized isobutyl citrate has an obvious effect on enhancing CO₂ huff-n-puff recovery.

Key words: tight conglomerate; CO₂ huff-n-puff; demixing agent; minimum miscible pressure; enhanced oil recovery

全球CO₂排放量逐年增高,中国于2020年提出“碳达峰、碳中和”的战略目标,CO₂减排问题迫在眉睫^[1-2]。CO₂混相驱是提高低渗透油藏原油采收率的重要手段^[3-4],而区分是否混相的参数是CO₂与原油的最小混相压力(MMP)^[5-6],如何有效降低CO₂与原油的MMP成为低渗透油藏提高采收率的关键问题^[7-9]。

陆相低渗透储层埋藏较深、地层温度较高,其微观孔喉结构复杂,非均质性强^[10-13],同时原油中胶质与蜡含量高、黏度高、凝固点高等因素,导致CO₂与原油混相需要较高的压力^[14-15]。因此,多数低渗透油藏条件下CO₂与原油难以达到混相,其混相程度对CO₂驱油效率具有影响,混相驱和非混相驱的驱油效果差异很大^[16-19]。目前部分学者对降低CO₂与原油的MMP进行了研究。郑继龙发现地层压力低于CO₂与原油的MMP时,CO₂与原油无法达到混相,利用高温高压界面张力仪筛选出的降混剂JHJ-2能有效降低MMP至9.42 MPa,其使用最佳段塞为0.10 PV^[20]。ZHANG等选用几种非离子表面活性剂并注入助溶剂,发现非离子表面活性剂具有降低CO₂与原油的MMP的效果^[21],2,2,4-三甲基-1,3-戊二醇二异丁酯降低最为明显,可降低30.2%。郭平等调研发现目前助混剂按照所含元素分为碳氟、硅氧烷、碳氢(含氧)3大类^[22],其中碳氢类助混剂具有良好的助混效果,目前已知的降低MMP最大的助混剂成分为水溶性碳氢类助混剂(柠檬酸三异丁酯)。为拓展CO₂在近混相驱和混相驱的应用,亟需寻找一种合适的降低MMP的方法以提高CO₂与原油的混相程度^[22],这对于油田进一步提高采收率意义重大。

为此,笔者通过岩心驱替实验法优选出降混效果最佳的降混剂,在此基础上研究降混剂降低MMP的相关机理,并对致密砾岩油藏岩心进行CO₂吞吐参数优化实验研究,从而有效降低CO₂与原油的MMP,将CO₂非混相状态转变为近混相或混相状态,解决储层强非均质性导致部分致密砾岩油藏区域无法混相的问题并延长混相时间,最终实现提高CO₂吞吐采收率的目的。

1 实验器材及方法

1.1 实验器材

实验材料包括氯化钾(KCl)、氯化钠(NaCl)、氯化钙(CaCl₂)、六水合氯化镁(MgCl₂·6H₂O)、硫酸钠(Na₂SO₄)、碳酸氢钠(NaHCO₃),均为分析纯;石油醚(沸点为60~90 °C)、高纯度CO₂(分析纯,纯度>99.95%)、去离子水、无水煤油等。实验用岩心取自新疆M油田某区块砾岩,基础参数见表1。模拟地层水为CaCl₂型,总矿化度为28 520 mg/L。实验用模拟油为脱水原油,密度为0.843 g/cm³,20 °C下地面黏度为16.02 mPa·s,凝固点为11.52 °C,含蜡量为9.6%。储层温度和压力分别为80 °C和30 MPa。

实验仪器包括恒温箱、ISCO高压驱替泵、手摇泵、中间容器、压力采集系统、岩心夹持器、六通阀、回压阀、量筒、电子天平和旋转黏度计等(图1)。

1.2 实验方法

1.2.1 降混剂优选实验

利用岩心驱替实验法对不同种类降混剂进行优选,主要步骤为:①选取岩心并烘干,测量岩心尺寸,在岩心表面刷环氧树脂进行防腐蚀处理。②将岩心放入岩心夹持器中,加载环压为5~6 MPa,并抽真空8~12 h。③饱和地层水,由饱和水量测量孔隙体积,并计算孔隙度。④将岩心夹持器放入恒温箱中加热至80 °C,保持恒温,测定渗透率。⑤逐级增加环压,饱和油,记录饱和油量,计算原始含油饱和度。⑥通过回压阀设定回压,以0.01 mL/min的速度注入CO₂,记录注入压力、出口端液体与CO₂体积等,计算采收率。⑦更换岩心,逐渐增加出口压力,重复步骤①—⑥,依次得到不同出口压力及回压条件下CO₂驱采收率。

1.2.2 降混机理实验

黏度测量实验 采用旋转黏度计分别测量不同实验温度(20、30、40、50和60 °C)下注入不同质量分数(0、0.2%、0.4%、0.6%、0.8%)最佳降混剂后的原油黏度,具体实验步骤参照SY/T 0520—2008^[23]。

表1 实验岩心基础参数
Table1 Basic parameters of experimental cores

岩心编号	长度/cm	直径/cm	渗透率/mD	饱和水量/mL	饱和油量/mL	含油饱和度/%	孔隙度/%	实验目的
1#	7.22	2.49	0.189 8	4.33	2.57	59.33	12.32	岩心驱替实验结果验证
2#	6.58	2.50	0.202 1	3.84	2.35	61.23	11.88	
3#	6.44	2.51	0.356 7	3.45	2.15	62.35	10.84	
4#	8.21	2.51	0.199 1	5.54	3.23	58.25	13.65	
5#	6.93	2.49	0.278 7	4.83	3.07	63.51	14.33	
6#	8.29	2.50	0.302 4	6.44	3.56	55.32	15.84	降混剂种类优选
7#	8.02	2.50	0.153 6	4.62	2.84	61.46	11.73	
8#	7.65	2.51	0.362 6	4.14	2.71	65.39	10.95	
9#	8.12	2.50	0.210 7	4.48	2.28	51.02	11.23	
10#	6.59	2.51	0.243 4	3.56	2.18	61.35	10.92	
11#	7.41	2.51	0.095 3	3.71	1.68	45.41	10.12	注气时机优选
12#	5.81	2.51	0.099 1	3.22	1.70	52.62	11.21	
13#	7.38	2.49	0.255 4	3.98	1.95	48.93	11.08	
14#	7.84	2.50	0.114 2	4.13	1.95	47.22	10.74	
15#	5.77	2.50	0.362 5	2.78	1.42	50.92	9.83	
16#	6.38	2.52	0.300 3	3.94	1.79	45.32	12.39	注气体积优选
17#	8.18	2.49	0.102 7	4.57	2.05	44.89	11.47	
18#	6.29	2.50	0.313 5	3.36	1.62	48.32	10.88	
19#	7.53	2.51	0.436 8	4.21	2.18	51.92	11.29	
20#	7.35	2.50	0.504 7	4.44	2.01	45.33	12.31	
21#	5.92	2.49	0.229 5	3.10	1.49	48.17	10.75	焖井时间优选
22#	9.32	2.51	0.285 6	5.08	3.37	66.24	12.34	

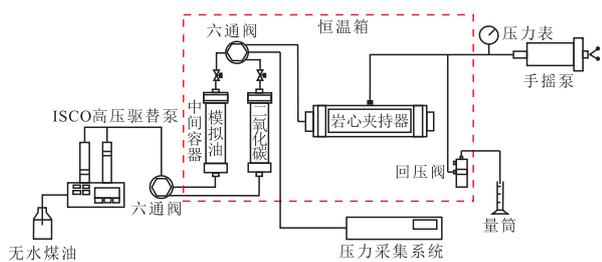


图1 岩心驱替实验和CO₂吞吐实验装置示意

Fig.1 Experimental setup for core flooding experiment and CO₂ huff-n-puff experiment

气相色谱实验 利用气相色谱测定注入最佳降混剂前后CO₂驱替出原油的组分分布,验证最佳降混剂对CO₂萃取原油中组分的促进能力。具体实验步骤为:用微量注射器吸取体积为0.2~0.5 μL的试样,并迅速注入到汽化室,同时按下计时键,启动数据处理机,记录色谱峰及出峰时间。待试样中色谱峰全部出完后,采用面积归一化法计算不同组分的质量分数。

1.2.3 CO₂吞吐参数优化实验

CO₂吞吐参数优化实验主要步骤为:步骤①—⑤同降混剂优选实验。⑥静置岩心进行老化,3 d后开始衰竭式开采。打开岩心夹持器的出口阀门,逐渐降低回压阀压力至设计压力后,关闭出口阀门,同时记录压力和出油量,计算采收率。⑦利用ISCO高压驱替泵将CO₂中间容器的压力调整至设计压力,待压力稳定后,打开岩心夹持器的入口阀门,以0.1 mL/min的速度注入CO₂,直至注入CO₂体积达到实验值后,停止注入并关闭入口阀门。⑧焖井直至达到实验时间后打开岩心夹持器的出口阀门,并调节回压阀使压力缓慢降低,同时记录压力和出油量,计算采收率,直至回压降至大气压力且岩心夹持器出口不再出油,停止实验。⑨重复步骤①—⑧,研究注气时机、注气体积和焖井时间对CO₂吞吐采收率的影响规律。

2 实验结果与讨论

2.1 降混剂优选实验

2.1.1 岩心驱替实验结果验证

细管实验法是测量CO₂与原油的MMP最常用且最准确可靠的实验方法^[24]。岩心驱替实验法是采用岩心、矿场原油和地层水来模拟油藏条件,通过改变岩心和注入参数等条件,使CO₂与原油多次充分接触以达到混相状态,从而测定MMP。相较于细管实验法,岩心驱替实验法可以模拟不同回压条件下的采收率以确定近混相区域及MMP,还可以研究岩心非均质性及注入速度等因素的影响,具有重复性好、操作简单等优点^[25]。

利用细管实验法和岩心驱替实验法分别测量1#岩心CO₂与原油的MMP(图2),可以看出细管实验法MMP为28.50 MPa,而岩心驱替实验法为28.39 MPa,两者相对误差仅为0.39%,是在实验允许的误差范围之内。因此,岩心驱替实验法可以有效测量CO₂与原油的MMP,具有较高的可靠性。

2.1.2 降混剂种类优选

在前人研究的基础上,初选降混剂为石油醚、吐温80、柠檬酸异丁酯和月桂醇聚氧丙烯醚,将

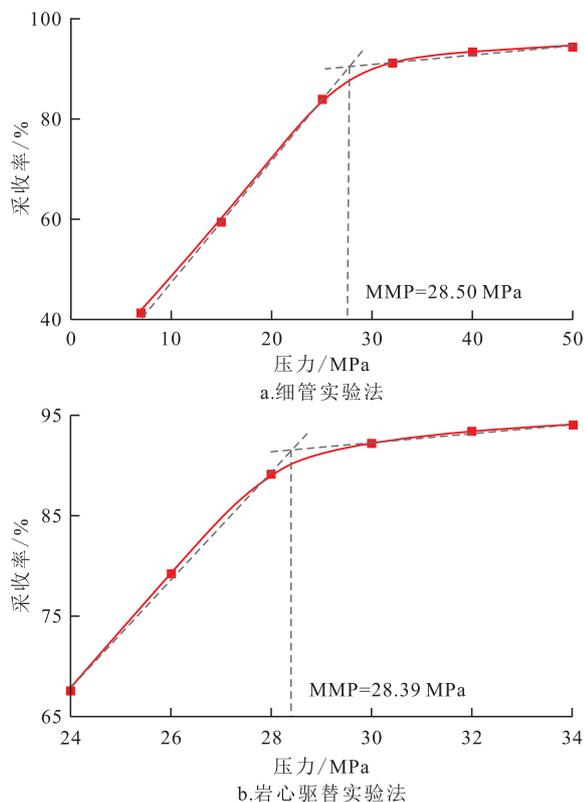


图2 不同实验方法测量CO₂与原油的MMP

Fig.2 MMP of CO₂ and crude oil measured by different experimental methods

2#—5#岩心分别注入段塞为0.006 PV的不同降混剂,采用岩心驱替实验法测量CO₂与原油的MMP。由图3可知,注入不同种类降混剂后,CO₂与原油的MMP为22.43~24.75 MPa,相较于未注入降混剂的28.39 MPa,降幅为12.82%~20.99%,表明注入降混剂后CO₂与原油的MMP均有所降低,但不同种类降混剂的降混效果有所差别。其中,吐温80和柠檬酸异丁酯的降混效果较好,降幅均为15%以上,尤其是柠檬酸异丁酯达到20.99%。而石油醚和月桂醇聚氧丙烯醚的降混效果一般,降幅均未达到15%,但都在10%以上。综上所述,柠檬酸异丁酯作为最佳降混剂。

2.1.3 降混剂段塞优选

在优选出最佳降混剂柠檬酸异丁酯的基础上,对其段塞大小进行优选。将6#—8#岩心分别注入段塞为0.002、0.004和0.008 PV的柠檬酸异丁酯,采用岩心驱替实验法测量CO₂与原油的MMP。由图4可知,注入段塞为0.002~0.008 PV的柠檬酸异丁酯后,CO₂与原油的MMP为21.31~27.21 MPa,降幅为4.16%~24.94%。注入不同段塞的柠檬酸异丁酯均可以有效降低CO₂与原油的MMP,且在一定范围内,随着柠檬酸异丁酯注入段塞的增大,其降低MMP的效果也逐渐增强,但相邻两段塞间MMP降幅呈现先增大后减小的趋势。结合柠檬酸异丁酯的降混效果和其本身的制备成本,虽然0.008 PV段塞的降混效果比0.006 PV段塞的略好,但其经济效益要低于0.006 PV段塞的。因此,柠檬酸异丁酯的最佳注入段塞为0.006 PV。

2.2 降混机理实验

降混剂柠檬酸异丁酯能够有效降低CO₂与原油的MMP的机理主要包括降低原油黏度和促进CO₂萃取能力2方面^[26]。柠檬酸异丁酯通过其极性基团与原油中的胶质和沥青质形成氢键,从而降低原油黏度^[27];同时,其非极性基团暴露在沥青质聚集体外侧,防止胶质和沥青质的重新聚集,避免黏度增大^[28]。此外,柠檬酸异丁酯作为轻质组分的注入,打破了CO₂与原油的相平衡,增强了CO₂萃取原油轻质组分的能力,减小了CO₂与原油的极性差异,降低了界面张力,从而更容易形成混相,致使CO₂与原油的MMP降低^[29-32]。

2.2.1 降低原油黏度

由图5可知,不同温度条件下,不同质量分数柠檬酸异丁酯的注入使原油黏度降低,且相同温度条件下,随着柠檬酸异丁酯质量分数的增加,原油黏

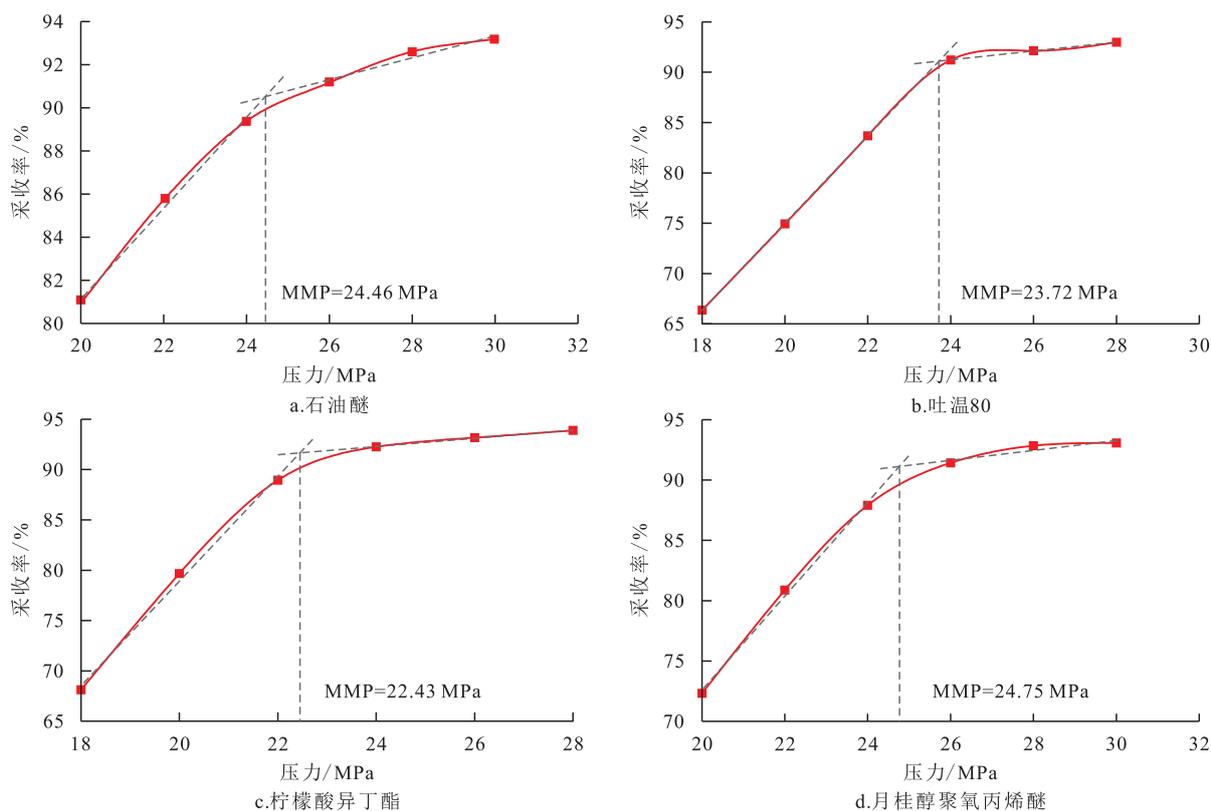


图3 注入不同种类降混剂后CO₂与原油的MMP
Fig.3 MMP of CO₂ and crude oil after injecting different demixing agents

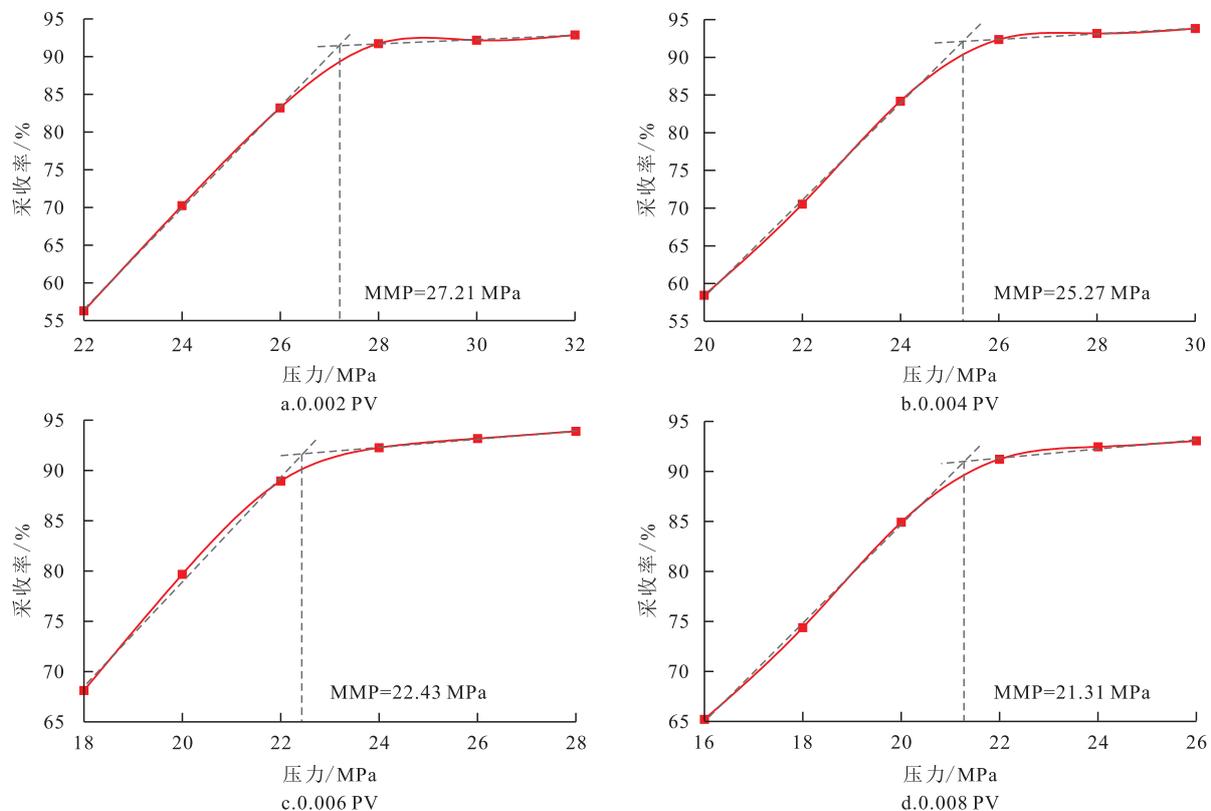


图4 注入不同段塞柠檬酸异丁酯后CO₂与原油的MMP
Fig.4 MMP of CO₂ and crude oil after injecting isobutyl citrate with different volumes

度的降幅也增大。但当注入质量分数为0.6%的柠檬酸异丁酯时,其对原油的降黏效果达到最大,原

油黏度与注入质量分数为0.8%的柠檬酸异丁酯的差别不大,说明对原油的降黏效果来说,柠檬酸异

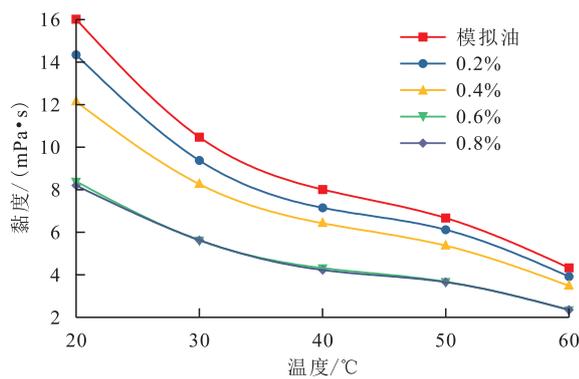


图5 注入不同质量分数柠檬酸异丁酯后原油黏温曲线
Fig.5 Viscosity-temperature curves of crude oil after injecting isobutyl citrate at different concentrations

丁酯的注入量存在阈值,过量的注入柠檬酸异丁酯并没有更好的降黏效果。

2.2.2 促进CO₂萃取能力

原油中的轻质组分与CO₂具有很好的互溶性,因此CO₂溶解在原油中并对其进行萃取抽提是利用CO₂提高采收率的重要机理之一。对注入柠檬酸异丁酯前后的采出原油进行气相色谱分析,实验驱替压力为26 MPa,注入柠檬酸异丁酯段塞为0.006 PV。由图6可知,注入柠檬酸异丁酯后采出原油的C₅—C₁₂组分和C₁₃—C₁₈组分质量分数分别为45.36%和39.51%,比注入前采出原油组分的质量分数分别高出18.99%和9.21%,说明柠檬酸异丁酯对于CO₂萃取原油中C₅—C₁₂和C₁₃—C₁₈组分具有很好的促进作用。

2.3 CO₂吞吐参数优化实验

2.3.1 注气时机

为了研究注气时机对CO₂吞吐采收率的影响,将9#—13#岩心分别衰竭开采至压力为27、25.5、24、22.5和21 MPa,即压力衰竭程度分别为10%、15%、20%、25%、30%后开始注入CO₂,注入速度为0.1 mL/min,注气体积为0.5 PV,焖井时间为5 h。由图7可知,随着注气时机的推迟,即随着压力衰竭

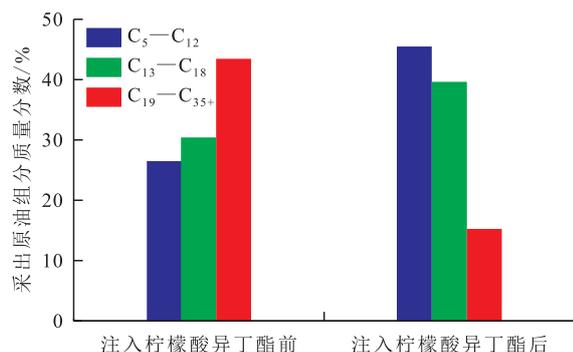


图6 注入柠檬酸异丁酯前后采出原油组分分布
Fig.6 Distribution of produced crude oil components before and after injecting isobutyl citrate

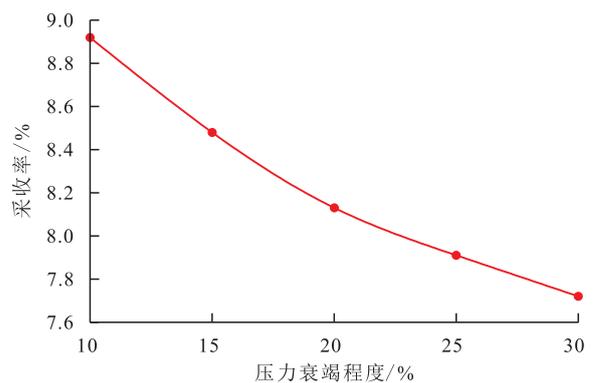


图7 注气时机对CO₂吞吐采收率的影响
Fig.7 Influence of gas injection timing on CO₂ huff-n-puff recovery

程度的增大,CO₂吞吐采收率逐渐降低。分析认为,衰竭开采一般动用的是储层中大孔喉和优势渗流通道中的原油,当压力衰竭程度越大时,虽然采收率有所提升,但储层中剩余油变少,后续注入的CO₂接触到的原油就越少,CO₂的溶解膨胀降黏等作用的效果就越弱,最终表现为采收率越小。因此,室内CO₂吞吐实验的最佳注气时机为压力衰竭程度为10%。

2.3.2 注气体积

为了研究注气体积对CO₂吞吐采收率的影响,将14#—17#岩心先衰竭开采10%,即压力为27 MPa再开始注入CO₂,注入速度为0.1 mL/min,注气体积分别为0.5、0.625、0.75、0.875和1.0 PV,焖井时间为5 h。由图8可知,随着注气体积的增加,CO₂吞吐采收率逐渐升高,且当注气体积为0.5~0.75 PV时,增幅较大;当注气体积大于0.75 PV后,采收率逐渐趋于稳定,增幅较小。分析认为,CO₂吞吐过程中驱动岩心中大孔喉的原油,而这部分原油量有限,因此CO₂的注入体积存在阈值,注入过量的CO₂并不能全部发挥作用,且会使原油体积膨胀后进入小孔喉中无法动用,导致采收率没有明显变化。另外,过

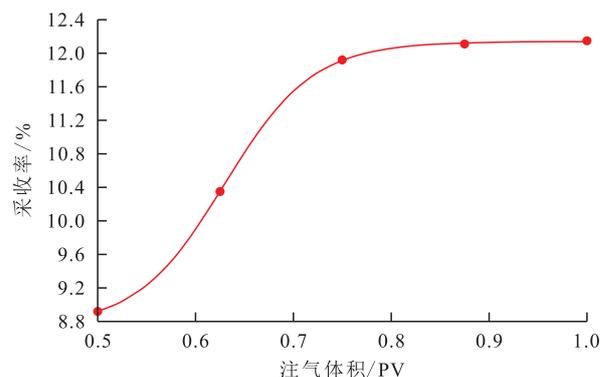


图8 注气体积对CO₂吞吐采收率的影响
Fig.8 Influence of gas injection volume on CO₂ huff-n-puff recovery

量的CO₂还会在高温高压的条件下产生强烈的酸性,与岩心发生溶蚀反应,导致渗透率降低,采收率不再增大。因此,室内CO₂吞吐实验的最佳注气体积为0.75 PV。

2.3.3 焖井时间

为了研究焖井时间对CO₂吞吐采收率的影响,将18#—21#岩心先衰竭开采10%,即压力为27 MPa再开始注入CO₂,注入速度为0.1 mL/min,注入体积为0.75 PV,焖井时间分别为5、10、15、20和25 h。由图9可知,随着焖井时间的增加,采收率也增大,但焖井时间为5~15 h时,采收率随焖井时间的增加而明显增大,而当焖井时间大于15 h后采收率趋于稳定,表明短时间焖井的采收率受到焖井时间的影响,但当焖井时间增加到一定程度后,再延长焖井时间对采收率几乎没有影响。这是由于CO₂进入岩心后,在高温高压的状态下溶解于原油中使原油膨胀降黏,但CO₂的溶解过程需要一定的时间。当焖井时间较短时,CO₂还未与原油进行充分反应,注入的CO₂还未得到充分利用,膨胀降黏效果较弱,表现为采收率随焖井时间的增加而增大;但当焖井时间增大到一定程度后,注入的CO₂得到充分利用,此时再增加焖井时间对提高采收率的作用变弱。另外,由于室内CO₂吞吐实验的岩心尺寸有限,不能完全模拟地层及内部流体作用,因此焖井时间存在阈值,即焖井时间增加到一定程度后,采收率逐渐趋于平稳。综上所述,室内CO₂吞吐实验的最佳焖井时间为15 h。

2.4 降混剂效果评价

由降混剂的优选结果可知,段塞为0.006 PV的柠檬酸异丁酯可以使CO₂与原油的MMP降低21.3%,在考虑经济因素的基础上最大程度地实现CO₂吞吐过程中CO₂与原油的混相。将22#岩心先注入段塞为0.006 PV的质量分数为0.6%的柠檬酸

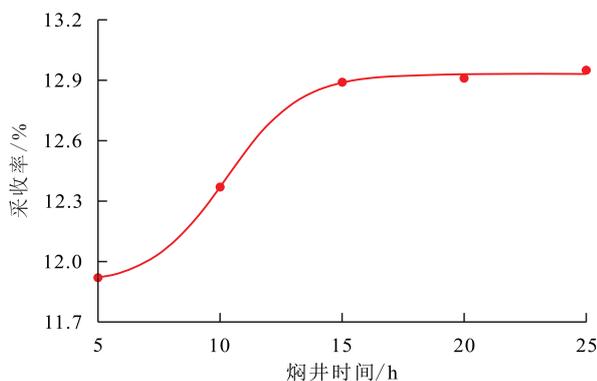


图9 焖井时间对CO₂吞吐采收率的影响
Fig.9 Influence of shut-in duration on CO₂ huff-n-puff recovery

异丁酯,再进行CO₂吞吐实验,以对柠檬酸异丁酯在CO₂吞吐实验中的效果进行评价。CO₂注入速度为0.1 mL/min,注入体积为0.75 PV,焖井时间为15 h,注气时机为压力衰竭程度为10%,即压力为27 MPa。注入柠檬酸异丁酯后,CO₂吞吐采收率有明显提高,由未注入降混剂的12.89%升至19.36%,增幅达6.47%。分析认为,柠檬酸异丁酯可以有效降低CO₂与原油的MMP,使CO₂与原油非混相状态发生转变,并保持更长时间的混相状态,延长近混相或混相吞吐的时间,有利于原油采出,且采收率大幅提升。

3 结论

(1)经岩心驱替实验法测量的CO₂与原油的MMP优选出柠檬酸异丁酯为最佳降混剂。注入段塞为0.006 PV的柠檬酸异丁酯可以使CO₂与原油的MMP从未注入降混剂的28.39 MPa降至22.43 MPa,降幅达21.30%。

(2)柠檬酸异丁酯能够有效降低CO₂与原油的MMP的机理主要包括降低原油黏度和促进CO₂萃取能力2方面。从降黏效果来看,柠檬酸异丁酯质量分数为0.6%的最佳。

(3)室内CO₂吞吐实验参数优化为:注气时机为压力衰竭程度为10%,注气体积为0.75 PV,焖井时间为15 h,该条件下注入段塞为0.006 PV的质量分数为0.6%的柠檬酸异丁酯后,CO₂吞吐采收率由未注入降混剂的12.89%升至19.36%,所优选的柠檬酸异丁酯具有明显提升CO₂吞吐的效果。

参考文献

- [1] 戴厚良,苏义脑,刘吉臻,等.碳中和目标下我国能源发展战略思考[J].北京石油管理干部学院学报,2022,29(2):12-19.
DAI Houliang, SU Yinao, LIU Jizhen, et al. Thinking of China's energy development strategy under carbon neutrality goal [J]. Journal of Beijing Petroleum Managers Training Institute, 2022, 29(2): 12-19.
- [2] 何厚锋,胡旭辉,庄永涛,等.低渗透油藏CO₂驱注采参数优化研究与应用——以胜利油田A区块为例[J].油气地质与采收率,2023,30(2):112-121.
HE Houfeng, HU Xuhui, ZHUANG Yongtao, et al. Study and application of injection-production parameter optimization for CO₂ flooding in low-permeability reservoirs: a case study of Block A in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(2): 112-121.
- [3] 周晓梅,李蕾,苏玉亮,等.超临界CO₂/H₂O混合流体吞吐提高页岩油采收率实验研究[J].油气地质与采收率,2023,30(2):

- 77-85.
ZHOU Xiaomei, LI Lei, SU Yuliang, et al. Experimental study on enhancing shale oil recovery by supercritical CO₂/H₂O mixture huff and puff [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(2): 77-85.
- [4] 王哲,曹广胜,白玉杰,等.低渗透油藏提高采收率技术现状及展望[J].*特种油气藏*,2023,30(1):1-13.
WANG Zhe, CAO Guangsheng, BAI Yujie, et al. Development status and prospect of EOR technology in low-permeability reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(1): 1-13.
- [5] 龙冕,齐桂雪,冯超林.二氧化碳混相与非混相驱油技术研究进展[J].*中外能源*,2018,23(2):18-26.
LONG Mian, QI Guixue, FENG Chaolin. Research progress of miscible and immiscible carbon dioxide flooding [J]. *Sino-Global Energy*, 2018, 23(2): 18-26.
- [6] 王子强,葛洪魁,郭慧英,等.准噶尔盆地吉木萨尔页岩油不同温压CO₂吞吐下可动性实验研究[J].*石油实验地质*,2022,44(6):1 092-1 099.
WANG Ziqiang, GE Hongkui, GUO Huiying, et al. Experimental study on the mobility of Junggar Basin's Jimsar shale oil by CO₂ huff and puff under different temperatures and pressures [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(6): 1 092-1 099.
- [7] HOLM L W, JOSENDAL V A. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, 26(12): 1 427-1 438.
- [8] 刘平,李中超,齐桂雪,等.高温高盐油藏CO₂混相调节剂效果因素室内评价[J].*断块油气田*,2022,29(6):749-753.
LIU Ping, LI Zhongchao, QI Guixue, et al. Experimental evaluation on the effect factor of CO₂ miscible regulator in high temperature and high salinity reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(6): 749-753.
- [9] 李世瑞,赵凯,徐江伟,等.三塘湖盆地MZ区块致密油藏CO₂吞吐提高采收率[J].*新疆石油地质*,2023,44(5):572-576.
LI Shirui, ZHAO Kai, XU Jiangwei, et al. Enhanced oil recovery by CO₂ huff-n-puff in tight oil reservoirs in Mazhong Block, Santanghu Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(5): 572-576.
- [10] 陈欢庆.CO₂驱油与埋存技术新进展[J].*油气地质与采收率*, 2023,30(2):18-26.
CHEN Huanqing. New progress of CO₂ flooding and storage technology [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(2): 18-26.
- [11] 张硕.低渗透油藏CO₂气驱渗流机理核磁共振研究[J].*深圳大学学报:理工版*,2009,26(3):228-233.
ZHANG Shuo. NMR study on porous flow mechanisms in low permeability reservoirs with CO₂ flooding [J]. *Journal of Shenzhen University: Science and Engineering*, 2009, 26(3): 228-233.
- [12] 王千,杨胜来,拜杰,等.非均质多层储层中CO₂驱替方式对驱油效果及储层伤害的影响[J].*石油学报*,2020,41(7):875-884,902.
WANG Qian, YANG Shenglai, BAI Jie, et al. Influence of CO₂ flooding mode on oil displacement effect and reservoir damage in heterogeneous multi-layer reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(7): 875-884, 902.
- [13] 郭兴,孙晓,穆景福,等.CO₂-水对页岩孔隙结构影响实验研究[J].*非常规油气*,2023,10(6):116-122.
GUO Xing, SUN Xiao, MU Jingfu, et al. Experimental study on the effect of CO₂-water on shale pore structure [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(6): 116-122.
- [14] 旷年杰.吉林油田降低CO₂驱最小混相压力研究[D].北京:中国石油大学(北京),2021.
KUANG Nianjie. The format criterion of doctoral dissertation [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.
- [15] 张利军,谭先红,焦钰嘉,等.海上低渗油藏CO₂微泡沫驱提高采收率实验与数值模拟研究[J].*中国海上油气*,2023,35(5):145-153.
ZHANG Lijun, TAN Xianhong, JIAO Yujia, et al. Experimental study and numerical simulation on enhanced oil recovery by CO₂ microfoam flooding in offshore low-permeability reservoirs [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(5): 145-153.
- [16] 李明义,旷年杰.“CO₂+表面活性剂”复合体系优化及驱油效率[J].*大庆石油地质与开发*,2022,41(2):90-95.
LI Mingyi, KUANG Nianjie. Optimization of “CO₂ + surfactant” composite system and evaluation of the oil displacement efficiency [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(2): 90-95.
- [17] 刘合,陶嘉平,孟思炜,等.页岩油藏CO₂提高采收率技术现状及展望[J].*中国石油勘探*,2022,27(1):127-134.
LIU He, TAO Jiaping, MENG Siwei, et al. Application and prospects of CO₂ enhanced oil recovery technology in shale oil reservoir [J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(1): 127-134.
- [18] 王云飞,魏建光.减氧空气与轻质原油低温氧化反应特征[J].*地质科技通报*,2023,42(2):207-213.
WANG Yunfei, WEI Jianguang. Reaction characteristics of low temperature oxidation of light crude oil with disoxidation air [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2023, 42(2): 207-213.
- [19] KUMAR N, SAMPAIO M A, OJHA K, et al. Fundamental aspects, mechanisms and emerging possibilities of CO₂ miscible flooding in enhanced oil recovery: a review [J]. *Fuel*, 2022, 330: 125633.
- [20] 郑继龙.非均质裂缝性油藏CO₂驱降低混相压力实验研究[J].*精细石油化工进展*,2023,24(5):17-19.
ZHENG Jilong. Heterogeneous fractured reservoir of CO₂ flooding reduce miscible pressure experiment [J]. *Advances in Fine Petrochemicals*, 2023, 24(5): 17-19.
- [21] ZHANG Chao, XI Linghui, WU Pingkeng, et al. A novel system for reducing CO₂-crude oil minimum miscibility pressure with CO₂-soluble surfactants [J]. *Fuel*, 2020, 281: 118690.
- [22] 郭平,张万博,贾Na,等.降低CO₂-原油最小混相压力的助混剂研究进展[J].*油气藏评价与开发*,2022,12(5):726-733.
GUO Ping, ZHANG Wanbo, JIA Na, et al. Research progress of assistants for reducing CO₂-crude oil minimum miscible pres-

- sure [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(5): 726-733.
- [23] 刘学,陈红,郑玉泉,等.原油粘度测定旋转粘度计平衡法:SY/T 0520—2008[S].北京:石油工业出版社,2008.
LIU Xue, CHEN Hong, ZHENG Yuquan, et al. Viscosity determination of crude petroleum-equilibrium method by rotational viscometer: SY/T 0520-2008 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [24] 赵凤兰,张蒙,侯吉瑞,等.岩心驱替实验法测定低渗透油藏CO₂近混相最小混相压力[J].油田化学,2018,35(4):665-670.
ZHAO Fenglan, ZHANG Meng, HOU Jirui, et al. Determination of minimum miscible pressure in carbon dioxide near-miscible region in low permeability reservoirs by core displacement experiment [J]. *Oilfield Chemistry*, 2018, 35(4): 665-670.
- [25] 汤瑞佳,黄春霞,余华贵,等.延长油田CO₂-岩石-地层水相互作用规律[J].油田化学,2015,32(4):515-519.
TANG Ruijia, HUANG Chunxia, YU Huagui, et al. Interaction law between CO₂, rock and formation water in Yanchang oilfield [J]. *Oilfield Chemistry*, 2015, 32(4): 515-519.
- [26] KUANG Nianjie, YANG Shenglai, YUAN Zhongtao, et al. Study on oil and gas amphiphilic surfactants promoting the miscibility of CO₂ and crude oil [J]. *ACS Omega*, 2021, 6(41): 27 170-27 182.
- [27] 周士新.降低二氧化碳-原油最小混相压力实验研究[D].大庆:东北石油大学,2022.
ZHOU Shixin. Experimental study on reducing the minimum miscible pressure of carbon dioxide-crude oil [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2022.
- [28] ZHENG Cunchuan, FU Haoran, WANG Yongliang, et al. Preparation and mechanism of hyperbranched heavy oil viscosity reducer [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 196: 107941.
- [29] WANG Z, KHANZODE A, JOHNS R T. A parametric study of reservoir cooling for enhanced recovery by carbon dioxide flooding [J]. *SPE Journal*, 2016, 21(3): 839-852.
- [30] 旷年杰,杨胜来,郭振阳,等.表面活性剂降低CO₂驱最小混相压力研究现状[J].石油化工应用,2020,39(1):1-3,27.
KUANG Nianjie, YANG Shenglai, GUO Zhenyang, et al. Surfactant reduces CO₂ flooding minimum miscibility pressure [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2020, 39(1): 1-3, 27.
- [31] 孙陆.调节剂降低CO₂驱混相压力实验研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2016.
SUN Lu. Experimental study on reducing CO₂ miscibility pressure by modifiers [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [32] DENG Xiao, TARIQ Zeeshan, MURTAZA Mobeen, et al. Relative contribution of wettability alteration and interfacial tension reduction in EOR: a critical review [J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2021, 325: 115175.

编辑 何青芳