文章编号:1673-2677(2026)01-0125-08 DOI:10.12388/j.issn.1673-2677.2026.01.014
引用:郑存川,宋翼,陈神根,等.二氧化碳响应增稠体系的构建及性能评价[J].新疆石油天然气,2026,22(1):125-132.
Cite:ZHENG Cunchuan,SONG Yi,CHEN Shengen,et al. Construction and performance evaluation of CO_2 responsive thickening system[J]. Xinjiang Oil & Gas,2026,22(1):125-132.

二氧化碳响应增稠体系的构建及性能评价

郑存川[1],宋翼[1],陈神根[2],庞喆群[2],周必东[1],景乾隆[1]
(1.西南石油大学化学化工学院,四川成都 610500;2.中国石油新疆油田分公司采油工艺研究院,新疆克拉玛依 834000)

摘 要:针对低渗透油层CO_2驱采油过程中出现CO_2气窜导致的采收率下降等问题,以芥酸酰胺丙基二甲基叔胺(PKO-E)和反离子盐构建了一种具有低初始黏度、高CO_2响应性的抗盐耐温封堵体系。针对该体系的基本性能和低渗透油层环境下的注入、封堵性能展开研究。实验结果表明:在温度70 ℃,矿化度9 824.97 mg/L条件下,CO_2响应增稠体系初始黏度在4.7 mPa·s以下,通入CO_2响应增稠后黏度达到600 mPa·s以上,具有低黏、高CO_2响应的特性;在温度70℃,矿化度2.5×10^4 mg/L条件下CO_2响应增稠体系黏度为453.97 mPa·s;在温度90℃,矿化度9 824.97 mg/L条件下CO_2响应增稠体系黏度为512.26 mPa·s,表明体系具有良好的抗盐耐温性能。在低渗透岩心注入封堵实验中,注入压力小于0.3 MPa,封堵率超过96%,气体减少率达到96%以上,突破压力达到2.31 MPa以上,证明其对低渗透储层中的CO_2气窜通道具有高效封堵能力。研究成果为低渗透油层提高采收率提供了一定参考。

关键词:CO_2响应增稠;低渗油藏;抗温;抗盐;叔胺基化合物
中图分类号:TQ423 **文献标识码**:A

Construction and Performance Evaluation of CO_2 Responsive Thickening System

ZHENG Cunchuan[1],SONG Yi[1],CHEN Shengen[2],PANG Zhequn[2],ZHOU Bidong[1],JING Qianlong[1]
(1.College of Chemistry and Chemical Engineering,Southwest Petroleum University,Chengdu 610500,Sichuan,China;2.Oil Production Technology Research Institute,PetroChina Xinjiang Oilfield Company,Karamay 834000,Xinjiang,China)

Abstract:To address the issue of reduced oil recovery caused by CO_2 channeling during CO_2 flooding in low permeability reservoirs,a salt-tolerant and temperature-resistant plugging system with low initial viscosity and high CO_2 responsiveness was developed using erucamidopropyl dimethylamine (PKO-E) and a counterion salt. The basic properties of the system,along with its injectivity and plugging performance under simulated low permeability reservoir conditions,were systematically investigated. Experimental results showed that at 70 ℃ and a salinity of 9 824.97 mg/L,the CO_2-responsive thickening system exhibited an initial viscosity below 4.7 mPa·s,which increased to above 600 mPa·s after CO_2 introduction,confirming its low initial viscosity and strong CO_2-induced thickening characteristics. The system also demonstrated high salt resistance and thermal stability-maintaining viscosities of 453.97 mPa·s at 70 ℃ with a salinity of 2.5×10^4 mg/L and 512.26 mPa·s at 90 ℃ with a salinity of 9 824.97 mg/L. In plugging tests using low permeability cores,the injection pressure remained below 0.3 MPa,the plugging efficiency exceeded 96%,the gas reduction rate was above 96%,and the breakthrough pressure reached over 2.31 MPa,which proved the high efficiency sealing capability of the system for CO_2 channeling pathways in low permeability formations. This study provides a useful reference for enhancing oil recovery in such reservoirs.

Key words:CO_2-responsive thickening;low permeability reservoir;temperature resistance;salt resistance;tertiary amine compound

基金项目:四川省重点研发项目"绿色环保热固性低密度压裂支撑剂研制及连续化生产关键技术"(2021YFG0112);中国博士后科学基金"页岩气藏转向重复压裂可降解暂堵剂及其降解控制机理"(2018M631100)。
作者简介:郑存川(1987-),2017年毕业于西南石油大学应用化学专业,博士,副教授,目前从事油田化学品研究与开发。(E-mail)zcc870317@163.com

低渗透油藏区域是我国当前原油出产的主要来源，利用CO_2对低渗透油藏进行驱产是响应CO_2地层埋藏、封存和减碳政策的重要一环[1-2]。

由于致密油藏的强非均质性，CO_2驱产效益易向非油藏聚集区转移，很大程度上降低了原油产采收率和产油贡献率。因此，开展CO_2驱进行效益强化技术研究，是该领域亟待深入探索的重要方向[3-4]。利用聚合物体系进行化学技术防窜，在低渗透储层中由于注入液基液黏度大，受地层特性影响注入困难，难以实现预期的防窜效果[5-9]；而泡沫类封窜体系存在强度受环境限制严重等技术难题[10-13]。采用CO_2响应封堵体系对CO_2气窜地层进行增阻，是近年来控制CO_2驱波及范围的主要技术之一，鉴于非常规油藏中CO_2形成的超低渗透性、强非均质性和酸性环境，封堵系统应满足注入和长期性能的要求[14-15]。首先，封堵剂在气窜通道中要有一定的运移能力，且低渗透油藏剩余油启动压力大，封堵剂需具有一定的封堵能力，在高渗透气窜局部形成有效封堵，然后驱替低渗透的剩余油，提高低渗透储层的波及效率[16-17]。其次，CO_2在储层条件下形成酸性环境，常规聚合物凝胶和其他控制通道系统在CO_2环境下容易降解和失效，且其初始黏度较大，因此不适用于注入性较差的低渗透性储层，利用CO_2响应增稠体系进行封窜具有注入压力低，流动性与封堵性兼具的优势[18-23]。

对于CO_2响应增稠体系的研究最早是利用CO_2与N_2之间的气体转换达到离子液体与有机溶液之间相互转换的功能。Yang等[24]利用中和反应开发了一种新型离子液体表面活性剂苄基三甲基氯化铵，对于不同酸碱、光和CO_2气体均具有响应性，可以实现胶束从蠕虫状到球形胶束的微观结构转换。Gao等[25]通过将N-十八烷基-N,N-二甲基-3-氨基-2-羟基-1-丙烷磺酸盐（OHSB）、N，N，2，2-四甲基-1，3-丙二胺（TADPA）和水杨酸钠（NaSal）组合开发出一种新型CO_2响应性两性离子胶束体系，在CO_2作用下可以实现球形胶束（流动性好）和蠕虫状胶束（封堵性好）之间的形态转换。Zhang等[26]研究了N-芥胺丙基-N，N-二甲胺（UC22AMPM）在CO_2和空气中切换所带来的影响，初始状态的100 mM UC22AMPM为低黏度乳浊液，在室温条件下以0.1 L/min流速下通1 minCO_2后转变为透明的黏弹性“凝胶”，在相同条件下鼓破空气后可再次回到低黏度乳浊液状态。

目前，现有体系存在增稠倍数低，注入性能差，对低渗透油层的适用性差等问题。Tian等[27]利用1-羧基-N，N-二甲基-N-甲基丙烯酰胺丙基内盐（CMB）、耐酸单体甲基丙烯酰氧乙基三甲基氯化铵（DMC）和疏水单体N，N-二甲基十八烷基烯丙基氯化铵（C_{18}DMAAC）与丙烯酰胺（AM）共聚得到自增稠剂（TZXJ），在酸性环境下溶解性好，但增稠性能较弱，1.2%的TZXJ在90 ℃条件下表观黏度从12 mPa·s增加到210 mPa·s。范锡彦[28]通过在表面活性剂S10中添加了超细二氧化硅（CXS）作为增稠剂得到增稠型表面活性剂S10/CXS体系，0.5%S10/6%CXS体系黏度为200 mPa·s左右。全红平等[29]合成了pH响应聚合物自增稠剂（ADD）在25 ℃下，测得增稠后黏度为532 mPa·s。

因此，本文构建了一套CO_2叔胺小分子响应增稠体系（以下简称CO_2响应增稠体系），并建立了驱替模型[30]。基于CO_2响应增稠体系的基本性能和注入封窜性能，分析其对低渗透岩心中CO_2气窜的封堵作用，以期为低渗透油藏CO_2驱提高采收率技术提供理论与应用参考。

1 实验部分

1.1 药剂与仪器

主要试剂：芥酸酰胺丙基二甲基叔胺（PKO-E），分析纯；异丙醇，纯度99%；对甲苯磺酸钠，分析纯，成都市科隆化学品有限公司；去离子水，实验室自制；干冰，四川干冰工厂；模拟地层水，实验室自制，组成见表1。

主要仪器：DV-2T型旋转黏度计；高温滚子炉；岩心驱替装置（自制）。

表1 模拟地层水组成

Tab. 1 Composition of simulated formation water

种类	HCO_3^-	CO_3^{2-}	Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	K^+	矿化度
浓度/(mg·L^{-1})	3 878.31	38.53	2 653.43	32.93	12.53	4.56	2 652.43	552.25	9 824.97

1.2 CO_2响应增稠体系注入液基液的制备

进行溶剂A的制备，在室温下，取一定量的PKO-E，完全溶解在异丙醇溶液中，溶质PKO-E质量分数（wt%）为50%，得到溶剂A。进行溶剂B的制备，在室温下，将对甲苯磺酸钠完全溶解在去离子水中，溶质对甲苯磺酸钠为44 wt%，得到溶剂B。

1.3 CO_2响应增稠体系剂量优选

采用模拟地层水进行CO_2响应增稠体系的溶剂A

和溶剂B的用量优选，利用DV-2T型旋转黏度计，通过初始黏度与通入CO_2响应后黏度评价，对剂量成分进行优化。从而确保注入液基液黏度和CO_2响应增稠后的黏度满足低渗透油层CO_2气窜通道封堵的要求。

1.4　CO_2响应增稠体系耐盐性测试

进行CO_2响应增稠体系的耐盐性能测试，对模拟地层水中矿化度用量进行调节，控制矿化度在0，5×10^3、1.0×10^4、1.5×10^4、2.0×10^4、2.5×10^4 mg/L，利用DV-2T型旋转黏度计进行该体系的性能测试。

1.5　CO_2响应增稠体系耐温性测试

采用模拟地层水在温度60~90 ℃范围下，利用DV-2T型旋转黏度计考察CO_2响应增稠体系性能随温度变化规律。

1.6　CO_2响应增稠体系物理模拟注入性能实验

采用人造低渗透模拟岩心（气测渗透率10~60 mD），孔隙度14%~16%，进行物理模拟注入性能实验，探究在恒温70 ℃、模拟地层水条件、0.3 mL/min注入速率下的CO_2响应增稠体系基液的注入性能，记录相关实验数据。

1.7　CO_2响应增稠体系物理模拟封堵实验

采用人造低渗透模拟岩心（10~60 mD），用驱替实验装置（图1）进行物理模拟驱替实验，计算封堵率，见公式（1）。

$$\eta = \frac{(P_2 - P_1)}{P_2} \times 100\% \quad (1)$$

式中：η为封堵率，%；P_1为封堵前注入压力，MPa；P_2为封堵后突破压力，MPa。

封堵后气体减少率，见公式（2）。

$$\theta = \frac{(q_1 - q_2)}{q_1} \times 100\% \quad (2)$$

式中：θ为气体减少率，%；q_1为封堵前气体流量，mL/min；q_2为封堵后气体流量，mL/min。

以封堵率和气体减少率来评价该CO_2响应增稠体系对低渗透条件下封堵性能。

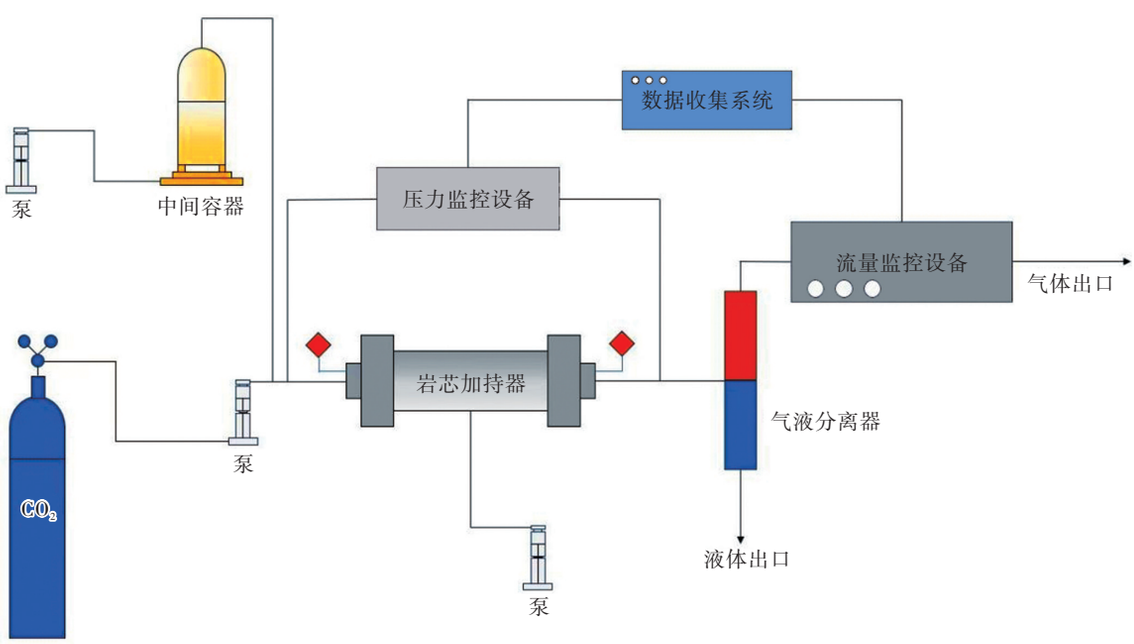


图1　驱替实验装置图

Fig. 1　Diagram of the core flooding experimental setup

2　结果与讨论

2.1　CO_2响应增稠体系剂量优选

对溶剂A、溶剂B的最优用量进行筛选与确定。室温下，固定溶剂B（0.6 wt%）在模拟地层水中添加不同量的溶剂A（0.5 wt%~1.5 wt%），搅拌至完全溶解。取100 mL上述配置好的基液，利用黏度计在常温下测定基液黏度。随后将基液倒入500 mL耐压老化罐，加入4 g干冰并迅速进行密封，置于高温滚子炉中，在70 ℃条件下进行3 h CO_2动态响应增稠实验。待响应完成后取出老化罐，卸压，对响应后CO_2响应增稠流进行恒温黏度测定。选用溶剂A最优用量添加不同溶剂B（0.2 wt%~1.2 wt%）搅拌至完全溶解，后续步骤同上。实验结果如图2所示。

如图2（a）所示，随着溶剂A的增加，基液黏度也随之增大，响应后流体黏度也随之增大。这是在CO_2环境下，叔胺基团质子化，导致头部基团变大，体系结构由囊泡状胶束相互纠缠转变为蠕虫状胶束，从而有效

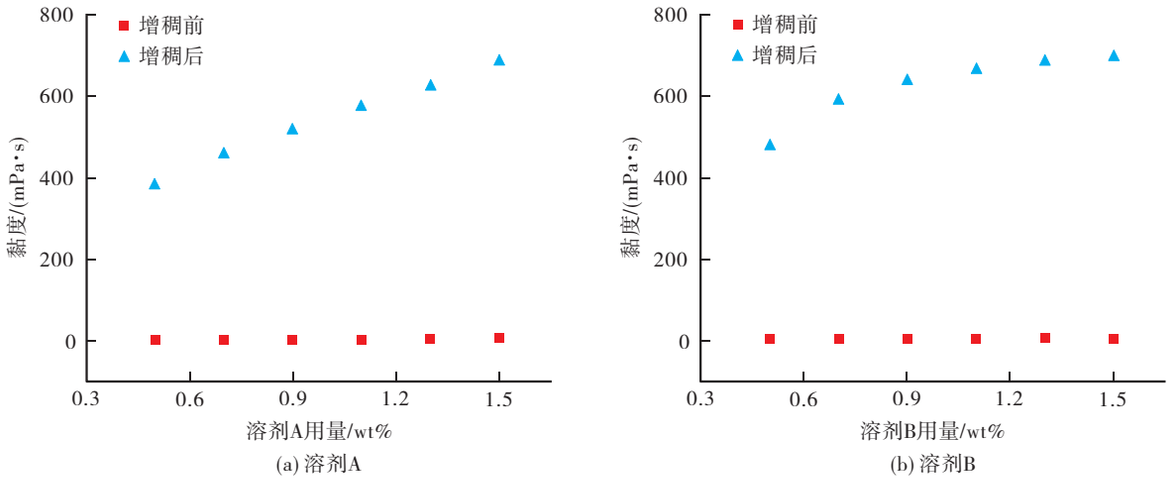


图2 不同溶剂A、B用量对黏度的影响曲线

Fig. 2 Viscosity vs. solvent concentration: Solvents A and B

增加了体系黏度。如图2(b)所示，反离子盐溶剂B的加入在一定范围内有效减弱了胶束静电排斥作用，随着溶剂B的用量增加，体系黏度增加，但在0.6 wt%的用量后静电排斥作用明显减弱，结合CO_2通入前后的黏度特性，最终确定溶剂A的用量为1.3 wt%，溶剂B的用量为0.6 wt%。

2.2 CO_2响应增稠体系地层水适应度测试

针对油层高盐条件，对CO_2响应增稠体系进行不同矿化度条件下性能测试。在70 ℃下，以矿化度为0，5×10^3、1.0×10^4、1.5×10^4、2.0×10^4、2.5×10^4 mg/L的地层模拟水测定CO_2响应增稠体系响应前和响应后的黏度变化，做出黏度随矿化度变化曲线，实验结果如图3所示。

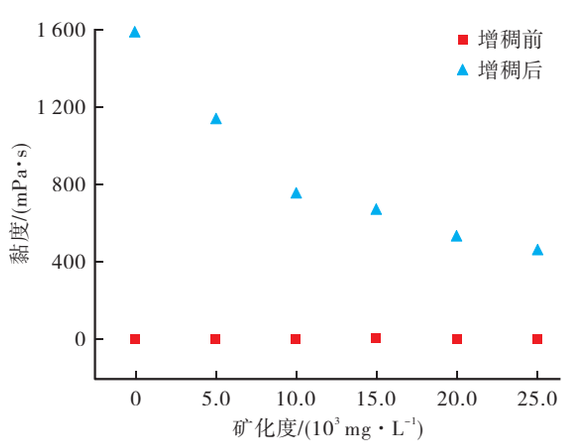


图3 黏度随矿化度变化曲线

Fig. 3 Viscosity vs. salinity

如图3所示，在通入CO_2增稠前CO_2响应增稠体系的黏度基本不受矿化度变化的影响，这归因于叔胺基小分子的电中性特性及囊泡胶束的分散度。通入CO_2后，胶束组装方式发生改变，随着溶液盐含量的升高，CO_2响应增稠体系黏度变化明显；在溶液矿化度2.5×10^4 mg/L条件下，CO_2响应增稠体系响应增稠后条件黏度仅为453.97 mPa·s。这一结果表明，高盐条件下CO_2响应增稠体系发生了严重的盐析效应，该效应的影响已超出了无机盐对胶束静电排斥力削弱作用，导致增稠效果显著下降。

2.3 CO_2响应增稠体系温度适应性测试

采用模拟地层水在60~90 ℃条件下，进行CO_2响应增稠体系的响应增稠效果测试。绘制出黏度随温度变化曲线，如图4所示。

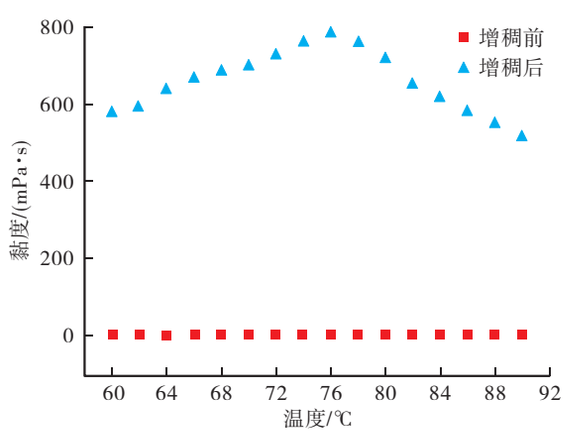


图4 黏度随温度变化曲线

Fig. 4 Viscosity vs. temperature

图4清晰呈现了CO_2响应增稠体系黏度随温度升高的变化趋势，随温度上升，体系黏度呈现先增大后减小的变化特征。这是由于温度上升，会提高CO_2在溶液中的溶解度，使体系中叔胺基团质子化、胶束形态转变程度更充分，因此体系在76 ℃时达到最大黏度779.82 mPa·s。随着温度继续增加到76 ℃以上时，氢键断裂，反离子盐解离，导致叔胺基小分子头部基团面积增大，胶束形态部分变化为球状胶束，体系黏度下降；即便温度升至90 ℃时，黏度仍维持在512.26 mPa·s。

2.4 CO_2响应增稠体系注入性能

模拟油层条件，通过实验室岩心驱替系统对CO_2响应增稠体系相关参数进行采集并注入性能评价。实验岩心选择人造低渗透模拟岩心（气测渗透率10~60 mD），孔隙度14%~16%，实验岩心信息见表2。

表2 低渗透模拟岩心参数1

Tab. 2 Parameters of simulated low-permeability cores 1

岩心编号	长度/cm	直径/cm	气测渗透率/mD	孔隙度/%
ST-1	5.01	2.50	14.36	14.32
ST-2	5.01	2.50	27.67	14.96
ST-3	5.00	2.51	34.26	15.28
ST-4	5.00	2.50	48.52	15.82
ST-5	5.00	2.50	57.83	15.92

对不同渗透率的低渗透模拟岩心进行注入性能测试，用CO_2响应增稠体系基液进行注入性能测试，其中，注入速率为0.3 mL/min；注入体积为0.6 PV（孔隙体积）；实验温度为恒温下70 ℃。实验结果如图5所示。

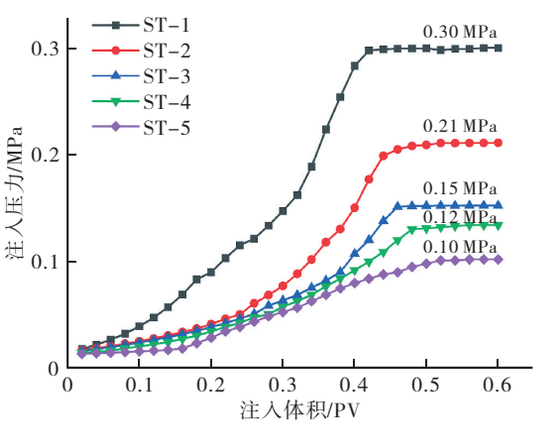


图5 不同渗透率岩心注入性能测试曲线

Fig.5 Injection performance test curves for cores with different permeabilities

如图5所示，CO_2响应增稠体系表现出了良好的低渗透注入性能，影响注入液基液注入参数的主要因素是地层孔隙结构、地层孔隙密度。该物理模拟驱替实验中，以0.3 mL/min的注入速率进行，随着注入体积增加，注入压力先是缓慢上升，随后上升速率加快，最后趋于平稳；且注入压力随岩心渗透率增大而变小。上述注入性能研究表明，该CO_2响应增稠体系具有低压力注入特征，能够在实现有效封堵的同时，最大程度降低对储层的伤害，并表现出良好的油层适应性。

2.5 CO_2响应增稠体系封堵性能

为模拟低渗透油层中CO_2气窜及封堵过程，实验选用了一系列不同渗透率的人造低渗透岩心，岩心参数见表3。采用CO_2响应型增稠体系开展注入封堵性能评价，基于岩心驱替装置注入CO_2气体进行模拟实验，采集相关实验数据，并按公式（1）和公式（2）分别计算封堵率及气体减少率。

表3 低渗透模拟岩心参数 2

Tab. 3 Parameters of simulated low-permeability cores 2

岩心编号	长度/cm	直径/cm	气测渗透率/mD	孔隙度/%
1#	5.00	2.50	16.75	14.48
2#	5.01	2.49	24.43	14.85
3#	4.99	2.50	37.84	15.39
4#	4.99	2.51	43.87	15.63
5#	5.01	2.51	51.29	15.89

实验参数：

1）封堵前驱替模拟岩心内充满模拟地层水，驱替相为CO_2气体，速率为20 mL/min。

2）封堵时注入体系为CO_2响应增稠体系的注入液基液，其黏度为4.5~4.7 mPa·s，注入体积为0.6 PV，注入速率为0.3 mL/min。利用压力为20 MPa的超临界CO_2诱导该体系发生响应增稠，响应时间为6 h。

3）封堵后驱替相为CO_2气体，速率为20 mL/min。模拟岩心封堵体系为响应增稠后的CO_2响应增稠体系。

4）实验在70 ℃恒温条件下进行，记录封堵前气体流量和进口压力、封堵后的气体流量和进口压力。

CO_2响应增稠体系对不同渗透率岩心封堵能力实验结果如图6所示，实验测定数据见表4。

由图6可知，CO_2响应增稠体系对不同渗透率的模拟岩心均表现出不同程度的封堵能力，对于CO_2气体减少率有明显的调节效果。封堵前，CO_2呈现出远离孔隙高压区的趋势，气窜率几乎到达100%。这对于气驱采油、CO_2埋存有着严重的不利影响。封堵后，在一定承压范围内CO_2在特定区域内稳定聚集。正如图6（a）所示，当CO_2气体注入体积在0.7 PV范围内时，CO_2气体出口流量仅为0.46 mL/min，而在未进行封堵的模拟地层条件下CO_2气体流量为19.92 mL/min。由此可见，CO_2响应增稠体系作为封堵体系对于有效改变CO_2气窜速率及CO_2运移路径定向调控提供理论参考。在CO_2气体注入体积达到0.7 PV时，该封堵体系在驱替系统中达到最大可承受压力3.12 MPa，CO_2气体在该区域内的饱和度达到最大值。随后CO_2气体注入体积继续增加，出口气体流量首次出现急剧上升，达到13.98 mL/min，这是因为CO_2响应增稠体系在模拟

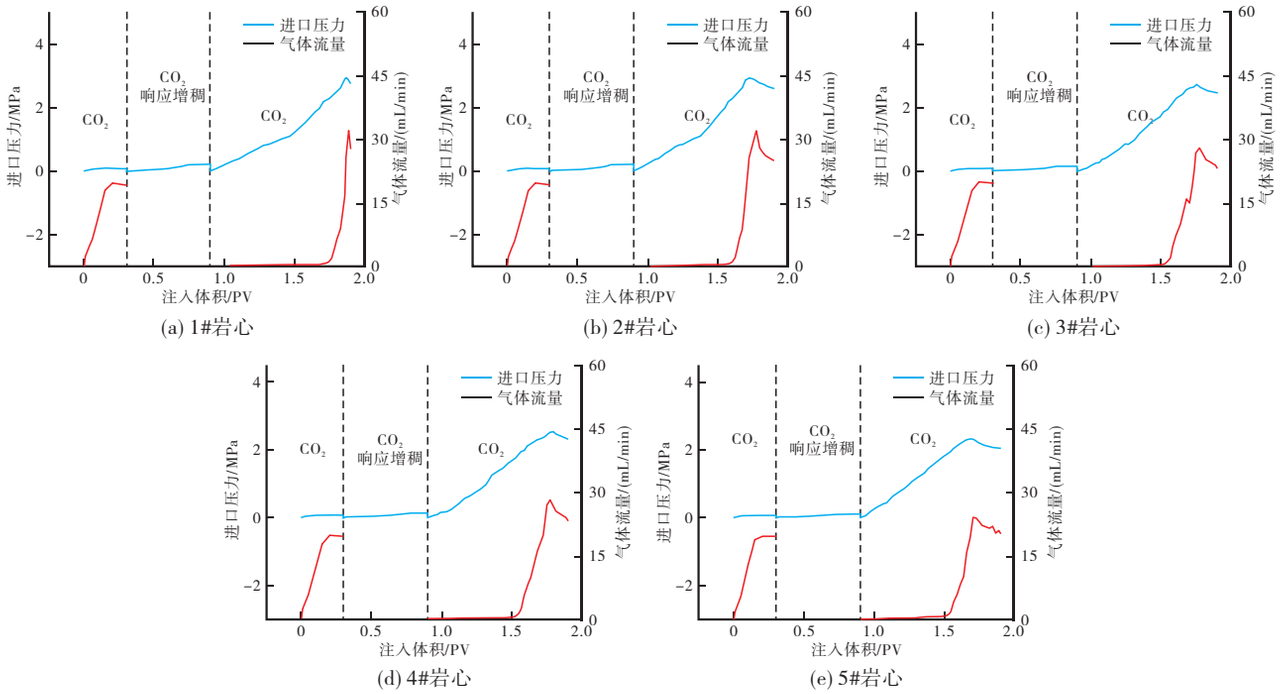


图6 不同渗透率岩心封堵性能测试曲线

Fig. 6 Evaluation curves of plugging efficiency in cores with different permeabilities

表4 不同孔隙密度低渗透模拟岩心封堵性能

Tab. 4 Sealing performance in simulated low-permeability cores with different pore densities

岩心编号	封堵前CO_2注入参数		封堵后CO_2注入参数		封堵率/%	气体减少率/%
	压差/MPa	气体流量/(mL·min^{-1})	压差/MPa	气体流量/(mL·min^{-1})		
1#	0.11	19.87	3.12	0.43	96.47	97.84
2#	0.09	19.79	2.93	0.47	96.93	97.63
3#	0.08	19.71	2.71	0.54	97.05	97.26
4#	0.08	19.64	2.53	0.63	96.84	96.79
5#	0.06	19.48	2.31	0.72	97.40	96.30

岩心中被气流带出,脱离封堵作用区域并失去封堵效能。

由表4看出,对于不同孔隙密度的岩心,CO_2响应增稠体系封堵能力呈现出明显规律性。从压差和岩心参数表3中的数据来看,封堵后压差与孔隙度呈现出一定的相关性,孔隙度越大的岩心对应的封堵后压差越小。而从封堵率和气体减少率角度分析,CO_2响应增稠体系对于不同孔隙密度的模拟岩心都表现出良好的封者性能。其中5#岩心具备该组实验样品中最大孔隙度,封堵率达到96%以上,气体减少率达到96%以上;最大封堵压力达到2.31 MPa。

综上所述,该封堵体系在低渗透岩心中表现出显著的封堵能力,在孔隙度<16%的低渗透储层条件下具有良好的适应性,能够有效封堵CO_2气窜通道,对提高CO_2驱油采收率具有重要应用潜力。

3 结论

1)CO_2响应增稠体系具有较低的注入液基液黏度,低于4.7 mPa·s;经CO_2响应后具有较好的黏度,在70 ℃、矿化度9 824.97 mg/L条件下,体系黏度达到600 mPa·s以上。该特性可为低渗透储层防窜提供良好的注入条件和封堵效果。

2)CO_2响应增稠体系具有良好的抗盐性能,即使在25 000 mg/L的高盐环境下仍然保持低初始黏度4.8 mPa·s和响应增稠后高黏度453.97 mPa·s的特性;同时该体系也具备良好的耐温性能,在90 ℃下响应后黏度为512.26 mPa·s。

3)在低渗透模拟岩心驱替实验中,CO_2响应增稠

体系均表现出了良好的注入性能和封堵性能，对于孔隙度<16%的低渗透岩层封堵率达到96%以上，气体减少率达到96%以上。

参考文献

[1]胡婷. 二氧化碳在增强石油开采系统中的迁移转化过程与模型研究[D]. 长春：吉林大学，2022.
HU Ting. Study on the process model of CO_2 migration and phase transformation in enhanced oil recovery system [D]. Changchun：Jilin University，2022.

[2]苏里亚·阿布力米提. 准东地区彩9井区西山窑组油藏C2380井组CO_2封存影响及评价[D]. 乌鲁木齐：新疆大学，2020.
SULIYA Abulimiti. Influence and evaluation of CO_2 storage in C2380 well group Xishanyao Formation reservoir in Cai9 well block of Zhundong area[D]. Urumqi：Xinjiang University，2020.

[3]刘希良，陈浩，李阳，等. 特低渗透砂岩油藏CO_2驱原油动用特征及埋存机理[J]. 石油勘探与开发，2025，52(1)：174-184.
LIU Xiliang，CHEN Hao，LI Yang，et al. Oil production characteristics and CO_2 storage mechanisms of CO_2 flooding in ultra-low permeability sandstone oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development，2025，52(1)：174-184.

[4]李俊键，席艺霖，张媚，等. 致密油气窜波及控制体系适用性评价[J]. 新疆石油天然气，2024，20(1)：68-76.
LI Junjian，XI Yilin，ZHANG Miao，et al. Applicability evaluation of tight oil reservoir gas channeling and sweep control system[J]. Xinjiang Oil & Gas，2024，20(1)：68-76.

[5]张烈辉，张涛，赵玉龙，等. 二氧化碳-水-岩作用机理及微观模拟方法研究进展[J]. 石油勘探与开发，2024，51(1)：199-211.
ZHANG Liehui，ZHANG Tao，ZHAO Yulong，et al. A review of interaction mechanisms and microscopic simulation methods for CO_2-water-rock system[J]. Petroleum Exploration and Development，2024，51(1)：199-211.

[6]赵小令，肖晋宇，侯金鸣，等. 中国二氧化碳捕集利用和封存技术经济性与规模预测[J]. 石油勘探与开发，2023，50(3)：657-668.
ZHAO Xiaoling，XIAO Jinyu，HOU Jinming，et al. Economic and scale prediction of CO_2 capture，utilization and storage technologies in China[J]. Petroleum Exploration and Development，2023，50(3)：657-668.

[7]朱道义，施辰扬，赵岩龙，等. 二氧化碳驱化学封窜材料与方法研究进展及应用[J]. 新疆石油天然气，2023，19(1)：65-72.
ZHU Daoyi，SHI Chenyang，ZHAO Yanlong，et al. Research progress and application of chemical channeling plugging materials and methods for carbon dioxide flooding[J]. Xinjiang Oil & Gas，2023，19(1)：65-72.

[8]ABBAS A H，SULAIMAN W R W，JAAFAR M Z，et al. Numerical study for continuous surfactant flooding considering adsorption in heterogeneous reservoir [J]. Journal of King Saud University-Engineering Sciences，2020，32(1)：91-99.

[9]高文明，王昊，柏宗宪. CO_2驱聚合物凝胶封窜体系性能评价及应用[C]//中国石油新疆油田分公司(新疆砾岩油藏实验室)，西安石油大学，陕西省石油学会. 2022油气田勘探与开发国际会议论文集Ⅱ，2022：781-790.
GAO Wenming，WANG Hao，BAI Zongxian. Performance evaluation and application of assisted carbon dioxide flooding polymer gel channel blocking system[C]// PetroChina Xinjiang Oilfield Company (Xinjiang Conglomerate Oil Reservoir Laboratory)，Xi'an Shiyou University，Shaanxi Petroleum Society. Proceedings of 2022 International Field Exploration and Development Conference Volume II，2022：781-790.

[10]刘雅婕，刘琦. CO_2驱凝胶封窜体系研究进展[J]. 油气地质与采收率，2023，30(2)：122-134.
LIU Yajie，LIU Qi. A review of channeling blocking gel systems for CO_2 flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency，2023，30(2)：122-134.

[11]王维，庞波，郭振华. 裂缝性低渗油藏CO_2气窜规律分析方法及其应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2021，36(6)：62-68.
WANG Wei，PANG Bo，GUO Zhenhua. A new method for analyzing CO_2 gas channeling in fractured low-permeability reservoir and its application[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)，2021，36(6)：62-68.

[12]杨子浩，罗智忆，林梅钦，等. 改善低渗油藏二氧化碳气驱油效果的耐温泡沫凝胶体系的构建[J]. 油田化学，2020，37(1)：86-92.
YANG Zihao，LUO Zhiyi，LIN Meiqin，et al. Preparation of temperature resistant foam gel system for improving CO_2 gas flooding effect in low permeability reservoir [J]. Oilfield Chemistry，2020，37(1)：86-92.

[13]刘平，刘帅宏，杨敏，等. 空气泡沫驱和二氧化碳驱注入剖面测井方法适用性分析[J]. 石油地质与工程，2024，38(4)：69-76.
LIU Ping，LIU Shuaihong，YANG Min，et al. Applicability analysis of injection profile logging methods for air foam flooding and CO_2 flooding[J]. Petroleum Geology and Engineering，2024，38(4)：69-76.

[14]王冰，高超. 二氧化碳驱泡沫封堵剂的开发与应用[J]. 化学工程与装备，2021，(9)：121-122.
WANG Bing，GAO Chao. Development and application of foam plugging agents for CO_2 flooding[J]. Chemical Engineering & Equipment，2021，(9)：121-122.

[15]眭世元，肖朴夫，崔茂蕾. 改性硅酮CO_2增稠剂对流体流变性和驱油效率的影响[J]. 油田化学，2023，40(2)：229-234.

SUI Shiyuan, XIAO Pufu, CUI Maolei. Effect of modified silicone CO_2 thickener on fluid rheology and oil displacement efficiency[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(2): 229-234.

[16]熊春明,魏发林,杨海洋,等. 二氧化碳驱波及控制智能响应流体特征及作用机理[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 648-656.
XIONG Chunming, WEI Falin, YANG Haiyang, et al. Characteristics and mechanism of smart fluid for sweeping control during CO_2 flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 648-656.

[17]MA T, TANG D Z, JIANG P, et al. The status of enhanced oil recovery by CO_2 injection[J]. Oilfield Chemistry, 2007, 24(4): 379-383.

[18]SUN Y, HE L, LI C, et al. Application of thickeners in supercritical carbon dioxide EOR and fracturing: A review[J]. Energy & Fuels, 2025, 39(1): 166-181.

[19]WANG X, ZHANG Q, LIANG S, et al. Systematic review of solubility, thickening properties and mechanisms of thickener for supercritical carbon dioxide [J]. Nanomaterials, 2024, 14(12): 996.

[20]ZHANG L, OVSEPIAN M, YUAN C. Supercritical carbon dioxide thickening for enhanced oil recovery: Methods, mechanisms, challenges, and outlook[J]. Journal of Molecular Liquids, 2025, 417: 126563.

[21]ZHANG Z, SUN L, HUO X, et al. Rheological properties and gas channeling plugging ability in CO_2 flooding of a hydrophobic nanoparticle-enhanced smart gel system constructed with wormlike micelles[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2024, 202: 506-516.

[22]WANG X, LIANG S, ZHANG Q, et al. Molecular dynamics simulation on thickening and solubility properties of novel thickener in supercritical carbon dioxide [J]. Molecules, 2024, 29(11): 2529.

[23]ZHAO M, YAN X, WANG X, et al. The development of a smart gel for CO_2 mobility control in heterogeneity reservoir [J]. Fuel, 2023, 342: 127844.

[24]YANG Z, HE S, FANG Y, et al. Viscoelastic fluid formed by ultralong-chain erucic acid-base ionic liquid surfactant responds to acid/alkaline, CO_2, and light[J]. Journal of Agricultural and Food Chemistry, 2021, 69(10): 3094-3102.

[25]GAO M, ZHANG M, LIU P, et al. From nonionic to zwitterionic: Novel CO_2-responsive zwitterionic wormlike micelles based on zwitterionic surfactant and bola-type asymmetric diamine[J]. Fuel, 2023, 344: 127951.

[26]ZHANG Y, CHU Z, DREISS C A, et al. Smart wormlike micelles switched by CO_2 and air[J]. Soft Matter, 2013, 9(27): 6217-6221.

[27]TIAN H Y, QUAN H P, HUANG Z Y, et al. Effects of two kinds of viscoelastic surfactants on thickening and rheological properties of a self-thickening acid [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2021, 197107962-1-107962-9.

[28]范锡彦. 耐温耐盐增稠型表面活性剂体系的应用[J]. 石油化工, 2019, 48(4): 390-395.
FAN Xiyan. Application of temperature and salt resistant thickening surfactant system[J]. Petrochemical Technology, 2019, 48(4): 390-395.

[29]全红平,蒋思龙,马英,等. 一种pH响应性酸化用自增稠聚合物[J]. 石油化工, 2020, 49(11): 1093-1099.
QUAN Hongping, JIANG Silong, MA Ying, et al. Research on a self-thickening and pH-responsive acidification polymer [J]. Petrochemical Technology, 2020, 49(11): 1093-1099.

[30]XIN Y, LI B F, LI Z M, et al. Gas channeling control with CO_2-responsive gel system in fractured low-permeability reservoirs: Enhancing oil recovery during CO_2 flooding[J]. Separation and Purification Technology, 2025, 353: 128475.

（修改回稿日期：2025-12-25　编辑：粟刘）