

引用格式:刘漪雯,付美龙,王长权,等.CO<sub>2</sub>驱不同注入方式对低渗透储层渗流能力的影响[J].油气地质与采收率,2024,31(2):79-85.

LIU Yiwen, FU Meilong, WANG Changquan, et al. Difference of damage to low permeability reservoirs by different injection methods of CO<sub>2</sub> flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(2): 79-85.

## CO<sub>2</sub>驱不同注入方式对低渗透储层渗流能力的影响

刘漪雯<sup>1,2</sup>, 付美龙<sup>1,2</sup>, 王长权<sup>1,2</sup>, 许诗婧<sup>1,2</sup>, 孟凡坤<sup>1,2</sup>, 沈彦来<sup>3</sup>, 李毓<sup>4</sup>

(1.长江大学石油工程学院,湖北武汉430100; 2.长江大学湖北省油气钻采工程重点实验室,湖北武汉430100; 3.中海石油宁波大榭石化有限责任公司,浙江宁波3158152; 4.中国石油与天然气集团有限公司青海油田分公司,青海海西州817000)

**摘要:**CO<sub>2</sub>驱是提高低渗透储层采收率有效的技术手段。CO<sub>2</sub>与原油接触后使体系中的沥青质以固体形式沉积下来,对储层造成一定堵塞,但同时发生的溶蚀作用整体上提高了储层渗流能力,且不同注入方式下CO<sub>2</sub>驱对低渗透储层渗流能力的影响具有一定差异。开展了CO<sub>2</sub>连续注入及CO<sub>2</sub>-水交替注入后有机垢堵塞机理实验、储层润湿性实验及CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石的溶蚀评价实验,并对相对渗透率曲线参数变化特征进行评价,定量表征了CO<sub>2</sub>驱不同注入方式对低渗透储层渗流能力的影响程度。结果表明:CO<sub>2</sub>驱产生的有机垢会对岩石孔喉造成堵塞,但整体上CO<sub>2</sub>与绿泥石反应导致的溶蚀作用更强,使得低渗透储层采收率有效提高;且CO<sub>2</sub>-水交替注入比CO<sub>2</sub>连续注入引起的有机垢堵塞要弱,溶蚀作用效果更好,渗透率损失率更低,能够在中、大孔隙中取得更好的驱油效果,整体上更能增大岩石孔隙空间和渗流通道,使得低渗透储层采收率有效提高。

**关键词:**CO<sub>2</sub>驱;CO<sub>2</sub>-水交替注入;有机垢;溶蚀作用;相对渗透率曲线;提高采收率

文章编号:1009-9603(2024)02-0079-07

DOI:10.13673/j.pgre.202307008

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

## Influence of different injection methods of CO<sub>2</sub> flooding on flow capacity of low permeability reservoirs

LIU Yiwen<sup>1,2</sup>, FU Meilong<sup>1,2</sup>, WANG Changquan<sup>1,2</sup>, XU Shijing<sup>1,2</sup>, MENG Fankun<sup>1,2</sup>, SHEN Yanlai<sup>3</sup>, LI Yu<sup>4</sup>

(1.School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China; 2.Hubei Key Laboratory of Oil and Gas Drilling and Production Engineering, Yangtze University, Wuhan City, Hubei Province, 430100, China;

3.CNOOC Ningbo Daxie Petrochemical Co., Ltd., Ningbo City, Zhejiang Province, 3158152, China;

4.Qinghai Oilfield Branch, China Petroleum and Natural Gas Group Co., Ltd., Haixi Mongolian and Tibetan Autonomous Prefecture, Qinghai Province, 817000, China)

**Abstract:** CO<sub>2</sub> flooding technology is an effective technical means to enhance the recovery of low permeability reservoirs. After CO<sub>2</sub> comes into contact with crude oil, the asphaltene in the system is deposited in a solid form, which causes a certain blockage to the reservoir, but the dissolution improves the flow capacity of the reservoir as a whole at the same time. The damage of CO<sub>2</sub> flooding to low permeability reservoirs under different injection methods is different. The organic scale plugging mechanism, reservoir wettability, and CO<sub>2</sub>-water solution corrosion evaluation experiments were carried out after continuous CO<sub>2</sub> injection and CO<sub>2</sub>-water alternating injection. The variation characteristics of relative permeability curve parameters were evaluated, and the damage of different injection methods of CO<sub>2</sub> flooding to low permeability reservoirs was quantitatively characterized. The results show that the organic scale produced by CO<sub>2</sub> flooding would block the pore throat of the rock, but on the whole, the dissolution caused by the reaction of CO<sub>2</sub> and chlorite is stronger, which makes the recovery of the low permeability reservoirs effectively enhanced. More-

收稿日期:2023-07-08。

作者简介:刘漪雯(1998—),女,新疆奎屯人,在读硕士研究生,从事油田化学和提高采收率方面的研究工作。E-mail:1592901120@qq.com。

通信作者:付美龙(1967—),男,湖北天门人,教授,博士。E-mail:805817751@qq.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱气窜通道表征识别与调控优化方法研究”(52104018)。

over, the organic scale blockage caused by CO<sub>2</sub>-water alternating injection is weaker than that caused by continuous CO<sub>2</sub> injection, and the dissolution effect is better. The permeability loss rate is lower. It could achieve a better oil displacement effect in pores with a radius of more than 0.2 μm and increase the pore space and flow channel of the rock so that the recovery of low permeability reservoir could be effectively improved.

**Key words:** CO<sub>2</sub> flooding; CO<sub>2</sub>-water alternating injection; organic scale; dissolution; relative permeability curve; enhanced oil recovery

低渗透储层已成为我国油气开发的重要领域, CO<sub>2</sub>驱可有效提高低渗透储层的采收率,是三次采油有效的技术手段。而在CO<sub>2</sub>驱油过程中,CO<sub>2</sub>溶于原油或对原油轻质组分的抽提作用导致储层中的流体组成及体系热力学条件都会发生改变,破坏原体系中的流体相平衡,使原油中的沥青质、胶质等重质组分沉淀下来,对地层渗流能力造成一定影响<sup>[1-5]</sup>,而CO<sub>2</sub>注入地层后会与岩石发生溶蚀作用<sup>[6-7]</sup>,且不同注入方式下CO<sub>2</sub>驱产生的有机垢对低渗透储层渗流能力的影响程度有一定差异,因此CO<sub>2</sub>注入方式的选择是目前油田有效开发所面对的重要问题之一。CO<sub>2</sub>注入方式主要包括:CO<sub>2</sub>吞吐、CO<sub>2</sub>连续注入、CO<sub>2</sub>-水交替注入、重力稳定驱、水和CO<sub>2</sub>分开但同时注入,其中CO<sub>2</sub>-水交替注入是最常用的注入方式之一<sup>[8-9]</sup>。CO<sub>2</sub>注入地层与原油接触后,破坏原油体系中各组分互溶的稳定性,其中沥青质以固体的形式沉积下来,在孔喉处造成堵塞或吸附在岩石上,阻碍了孔道的流通,降低了储层渗透率<sup>[10-11]</sup>。钱坤等发现随着CO<sub>2</sub>注入压力的增加,采出原油的黏度和沥青质含量不断减小,剩余油中的沥青质含量不断增加,且CO<sub>2</sub>注入压力越高,沥青质沉淀越严重,对低渗透储层的孔隙度和渗透率伤害越大<sup>[12]</sup>。而CO<sub>2</sub>-水交替注入技术与CO<sub>2</sub>连续注入相比,能一定程度降低沥青质沉淀量,且驱替后剩余油分布连续性较好,注入的地层水分布于中、大孔隙,有利于CO<sub>2</sub>向小孔隙的原油中溶解和扩散,有效提高CO<sub>2</sub>驱油效果;且CO<sub>2</sub>进入储层,会与储层中的水、岩石以及原油发生反应,而碳酸盐矿物在酸性条件下能与碳酸溶液发生反应,碳酸盐矿物的溶蚀使得储层孔隙空间增大,在一定程度上增加储层渗透率,提高采收率<sup>[13]</sup>。

笔者基于岩心驱替实验并结合核磁共振技术,开展CO<sub>2</sub>驱后有机垢堵塞机理实验、CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石的溶蚀实验、储层润湿性实验,并对相对渗透率曲线参数变化特征进行评价,定量表征CO<sub>2</sub>驱不同注入方式对低渗透储层渗流能力的影响程度,分析CO<sub>2</sub>-水交替注入的优势,对于注水提高采收率具有重要的理论和现实意义。

## 1 实验器材及方法

### 1.1 实验材料与仪器

实验材料包括:煤油,由轻质和中质组分组成,不含沥青质;目标油田井口落地油,原油密度为0.748 5~0.895 4 g/cm<sup>3</sup>,70 °C时地面脱气原油黏度为21.54~29.85 mPa·s,胶质和沥青质含量为13.85%~40.45%,含蜡量为15.71%~29.54%,含硫量为0.05%~0.31%,凝固点为-4~28 °C;模拟地层水,总矿化度约为8 900 mg/L,Cl<sup>-</sup>质量浓度为3 100~3 700 mg/L;CO<sub>2</sub>,纯度为99.999%,北京市华元气体化工有限公司;取自目标油田现场直径为25 mm的天然岩心柱,物性参数见表1;2号岩心实验前呈MW-混合润湿,其中混合润湿指数对于CO<sub>2</sub>连续注入为-0.148,对于CO<sub>2</sub>-水交替注入为-0.151;初始含油饱和度对于CO<sub>2</sub>连续注入为71.89%,对于CO<sub>2</sub>-水交替注入为72.25%。

实验仪器包括:ISCO-260D高精度驱替泵,美国Teledyne ISCO公司;SPEC-PMR型核磁共振岩心分析仪,北京斯派克科技发展有限公司;OCA20视频光学接触角测量仪,德国德飞Dataphysics公司;V|Tome|XS180&240微纳米双射线管岩心CT扫描系统,通用电气公司;X射线衍射仪,日本Rigaku Corporation公司。

### 1.2 实验方法

#### 1.2.1 CO<sub>2</sub>驱后有机垢堵塞机理实验

实验驱替过程参照SY/T 6315—2017进行<sup>[14]</sup>。通过对现场取样获得的岩心以恒定流速在50 °C和8 MPa下进行不同注入方式的CO<sub>2</sub>驱,结合驱替前后岩心物性的变化判断有机垢沉淀对储层的影响,分析有机垢堵塞机理。实验步骤包括:①将岩心装入岩心夹持器,进行抽真空加压饱和地层水,记录

表1 实验岩心及其基础物性参数

岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/mD
1	8.951	2.524	30.85	372.851
2	8.624	2.420	33.18	348.658

进入的泵量,饱和完毕取出称重,计算岩心孔隙体积;②以一定流速进行地层水驱,待压差流量在某一数值处稳定后测定岩心初始水相渗透率;③用取自油田现场经脱水脱气后的原油驱替填砂管模型,直至不出水为止,记录驱出水量,计算束缚水饱和度;④在50℃和8 MPa下用活油驱替死油饱和和地层原油,直至出口端产出气油比与复配流体气油比一致;⑤在50℃和8 MPa下,以一定流速开展CO<sub>2</sub>连续注入,记录不同注入量下压力的变化以及出口端产油量,直至驱替量达20 PV以上使得注入量约为20 PV以上为止;⑥对驱替后的岩心用正庚烷清洗,干燥后重新饱和测定孔隙体积及水相渗透率,该实验结果即为有机沉淀和无机沉淀影响下的孔渗结果;随后再用甲苯+酒精清洗,再次干燥后重新饱和测其孔隙体积及水相渗透率,即为无机沉淀影响下的孔渗结果,对比两次清洗后的物性结果便可以得到CO<sub>2</sub>连续注入时有机垢对储层物性参数的影响;⑦改变注入方式为CO<sub>2</sub>-水交替注入,岩心洗油,重复以上步骤。

### 1.2.2 CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石的溶蚀评价实验

以目标油藏区块所取的岩屑与地层水为研究对象,利用高温高压反应釜进行CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石的溶蚀实验,并辅助XRD实验和CT扫描分析,模拟50℃和8 MPa下CO<sub>2</sub>-水-岩石相互作用引起的岩心物性变化,进行CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石的溶蚀评价,明确CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石的溶蚀机理。XRD实验参照SY/T 5163—2018进行<sup>[15]</sup>。

### 1.2.3 CO<sub>2</sub>驱表征储层润湿性实验

杨正明等提出了利用小于 $T_2$ 截止值的孔隙中流体分布来确定岩心的润湿性<sup>[16]</sup>。实验参照GB/T 28912—2012<sup>[17]</sup>。实验步骤包括:①在岩心夹持器上装好岩心,测试管线的密封性,然后对岩心抽真空,在实验温度61℃下饱和地层水后,对岩心进行第1次核磁共振扫描;②在地层水中加入MnCl<sub>2</sub>,使溶液中Mn<sup>2+</sup>质量浓度达到15 000 mg/L,驱替原先饱和的地层水,进行第2次核磁共振扫描,将信号量降到原始信号量的1%以下;③使用煤油驱替岩心直至没有水产出,建立束缚水饱和度,进行第3次核磁共振扫描;④以0.005 mL/min的速度向岩心注入CO<sub>2</sub>,直至没有原油采出时实验结束,进行第4次核磁共振扫描;⑤改变注入方式,岩心洗油,重复以上步骤。

### 1.2.4 CO<sub>2</sub>驱后油水两相相对渗透率曲线评价实验

非稳态法以一维两相水驱油的原理为依据,描

述油水饱和度在驱替过程中其分布规律随时间与距离的变化关系<sup>[18]</sup>。基于非稳态法开展油水两相相对渗透率曲线测定,明确目标油藏CO<sub>2</sub>驱前后油水两相渗流规律及CO<sub>2</sub>驱降压增注机理。利用岩心以恒定的速度进行水驱油实验,实验温度和压力分别为地层温度(50℃)和8 MPa,记录岩心两端压力、产油量和产水量随时间的变化,通过计算得到含水饱和度与油水两相相对渗透率的变化关系。油水两相相对渗透率曲线测定方法参照GB/T 28912—2012<sup>[17]</sup>。

## 2 实验结果与讨论

### 2.1 不同CO<sub>2</sub>注入方式下的有机垢堵塞规律

#### 2.1.1 CO<sub>2</sub>连续注入

在50℃、8 MPa下对目标岩心连续注入CO<sub>2</sub>共20.2 PV。利用正庚烷对岩心清洗吹干后重新抽空饱和水,测得岩心孔隙度由30.85%下降至27.14%,损失约12.03%,渗透率由372.851 mD下降至131.014 mD,损失约64.9%,由于正庚烷可与原油中的其他组分充分混合,可除去岩心中的剩余流体,此时孔隙度、渗透率的下降主要是由无机沉淀和沥青质沉淀造成,且两者的堵塞很严重;再利用甲苯和无水乙醇对岩心进行清洗,测得孔隙度由27.14%上升至29.15%,比清洗前恢复约6.9%,渗透率由131.014 mD上升至215.981 mD,恢复约64.85%,由于甲苯和无水乙醇清洗后可将沥青质洗出,则此时岩心孔隙度、渗透率的回升是由于沥青质的去除造成的;通过对比清洗前后渗透率的损害程度,发现最终渗透率从372.851 mD降至215.981 mD,损失约56.80%,这时孔隙度、渗透率的下降是由无机垢的残留造成的。从中可以看出CO<sub>2</sub>连续注入后引起的有机垢堵塞较强,岩心最终渗透率损失率较大,影响流体渗流能力。

#### 2.1.2 CO<sub>2</sub>-水交替注入

在50℃、8 MPa实验条件下对目标岩心CO<sub>2</sub>-水交替注入共20.2 PV。利用正庚烷对岩心清洗吹干后重新抽空饱和水,测得岩心孔隙度由33.18%下降至29.24%,损失约11.87%,渗透率由348.658 mD下降至201.858 mD,损失约42.1%,此时孔隙度、渗透率的下降主要是由无机沉淀和沥青质沉淀造成,且两者的堵塞很严重;再利用甲苯和无水乙醇对岩心进行清洗,测得孔隙度由29.24%上升至30.51%,比清洗前恢复约4.34%,渗透率由201.858 mD上升至



280.541 mD,恢复约38.97%,此时岩心孔隙度、渗透率的回升是由于沥青质的去除造成的;通过对比清洗前后渗透率的损害程度,发现最终渗透率从348.658 mD降至280.514 mD,损失约19.54%,这时孔隙度、渗透率的下降是由无机垢的残留造成的。与CO<sub>2</sub>连续注入实验结果对比可知,CO<sub>2</sub>-水交替注入比CO<sub>2</sub>连续注入引起的有机垢堵塞要弱,且渗透率较高,岩心最终渗透率损失率也较小,同时说明由CO<sub>2</sub>驱产生的沥青质造成严重堵塞,加剧流体渗流能力的下降。

### 2.2 CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石溶蚀实验结果及分析

由CO<sub>2</sub>驱过程引起的有机垢堵塞规律可看出,CO<sub>2</sub>注入地层后产生的有机垢会对储层造成较为严重的堵塞。但与此同时,CO<sub>2</sub>进入储层后在地层水中溶解并形成碳酸,逐渐解离出H<sup>+</sup>,随着H<sup>+</sup>浓度的增加,溶液中的酸度也逐渐增加,储层中的岩石矿物等与之接触并发生溶蚀作用,生成可溶解于水的非沉淀物,从而对储层起到解堵或增大孔隙度及渗透率的作用<sup>[18]</sup>。

#### 2.2.1 溶蚀前后 XRD 实验

从溶蚀前后 XRD 全岩分析结果(表2)可以看出:CO<sub>2</sub>连续注入后钾长石含量从21%减少至17%,斜长石含量从52%减少至39%,铁白云石含量从6%减少至3%,方解石含量从8%减少至5%,下降幅度均较小;石英含量从45%减少至39%,绿泥石

含量从64%减少至52%,下降幅度最为显著,说明地层中的岩石矿物等与CO<sub>2</sub>-水溶液接触并发生溶蚀作用,反应矿物主要为绿泥石和石英,溶蚀作用对储层起到解堵或增大孔隙度及渗透率的作用且溶蚀效果显著<sup>[19]</sup>;CO<sub>2</sub>-水交替注入后石英含量从45%减少至28%,较CO<sub>2</sub>连续注入多溶蚀11%,绿泥石含量从64%减少至42%,较CO<sub>2</sub>连续注入多溶蚀10%,说明CO<sub>2</sub>-水交替注入溶蚀作用更加明显,更能提高储层的渗流能力。

#### 2.2.2 溶蚀前后 CT 扫描实验

不同方式注入CO<sub>2</sub>后孔隙半径和孔喉半径分布(图1)表明:CO<sub>2</sub>驱替后孔隙的溶蚀作用导致平均孔隙半径分布向右方偏移,10~25 μm 孔隙分布频率减少,25~50 μm 孔隙分布频率略有增加,说明CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石具有溶蚀作用,且流体主要进入10~50 μm 的孔隙中,与岩石接触进而发生溶蚀作用,孔隙空间略有增大,平均孔隙半径增大,渗流能力增强,且CO<sub>2</sub>-水交替注入较CO<sub>2</sub>连续注入更能增大岩石孔隙半径,使得5~15 μm 孔隙分布频率减少幅度增大,15~30 μm 孔隙分布频率增长幅度提升,孔隙空间增大,渗流能力增强,进一步说明CO<sub>2</sub>-水交替注入对储层溶蚀作用效果更为显著。

### 2.3 不同 CO<sub>2</sub>注入方式对储层润湿性的影响

储层润湿性与储层岩石的矿物组成、物理化学性质有关,储层润湿性对水驱的影响已经研究得较

表2 不同注入方式下CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石溶蚀前后全岩分析结果

Table2 Whole rock analysis results before and after rock dissolution of CO<sub>2</sub>-water solution under different injection methods %

注入方式	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黄铁矿	赤铁矿	菱铁矿	石膏	硬石膏	铁白云石	绿泥石
溶蚀前	45	21	52	8	2	0	2	1	1	10	6	64
CO <sub>2</sub> 连续注入后	39	17	39	5	1	0	2	0	1	8	3	52
CO <sub>2</sub> -水交替注入后	28	16	37	5	0	0	1	0	1	6	2	42

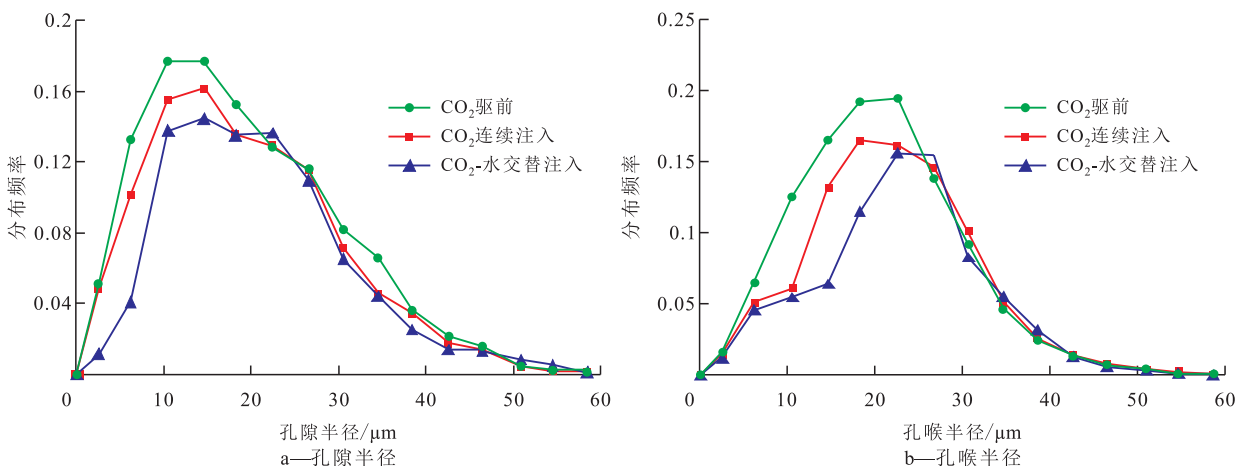


图1 2号岩心反应前后孔隙半径和孔喉半径分布特征

Fig.1 Distribution characteristics of pore radius and pore throat radius of core No. 2 before and after reaction

为充分<sup>[20]</sup>,中性润湿条件下水驱能够获得较高的采收率<sup>[21]</sup>。根据弛豫时间将岩心孔隙分为微孔隙(小于1 ms)、小孔隙(1~10 ms)、中孔隙(10~100 ms)和大孔隙(大于100 ms)。注入的CO<sub>2</sub>优先进入大孔隙,并逐渐扩散进入小孔隙中,小孔隙中原油动用程度较低<sup>[22]</sup>。为进一步探究CO<sub>2</sub>驱对储层渗流能力的影响,选择最佳注入方式,利用核磁共振技术分析不同注入方式下CO<sub>2</sub>驱替后岩心微观剩余油分布。

目标岩心的束缚水主要分布于小孔隙与中孔隙(图2),CO<sub>2</sub>连续注入时,含油饱和度达到了71.89%,微孔隙、小孔隙、中孔隙和大孔隙对应的剩余油饱和度分别为87.41%,49.57%,30.42%和20.52%,可以发现原油基本分布在中、大孔隙中,CO<sub>2</sub>主要驱替中、大孔隙中原油,突破后沿着高渗透通道突进,小孔隙中原油动用程度较低,CO<sub>2</sub>驱采收率为61.43%,效果较好;CO<sub>2</sub>-水交替注入时,微孔隙、小孔隙、中孔隙和大孔隙对应的剩余油饱和度分别为86.42%,43.84%,17.62%和4.58%,可以看出CO<sub>2</sub>-水交替注入在中、大孔隙中能够取得较好的驱油效果,不同孔隙范围中的原油相较于CO<sub>2</sub>连续注入都具有更好的动用效果<sup>[20-21]</sup>,岩心经CO<sub>2</sub>-水交替注入后采收率达到72.81%,比CO<sub>2</sub>连续注入(61.43%)高11%,由于原油在孔隙中分布的连续性是影响CO<sub>2</sub>驱油效果的重要因素,CO<sub>2</sub>-水交替注入后剩余油分布连续性较好,致使CO<sub>2</sub>能够有效提高

采收率。CO<sub>2</sub>-水交替注入过程中注入的地层水分布于中、大孔隙,贾敏效应有利于CO<sub>2</sub>向孔隙半径大于0.2 μm的孔隙的原油中溶解和扩散,使得其获得较高的采收率<sup>[21]</sup>。

### 2.4 CO<sub>2</sub>驱后油水两相相对渗透率曲线评价实验

为了进一步研究CO<sub>2</sub>驱对储层伤害程度及不同驱替方式对岩心渗流能力的影响,目标岩心在甲苯+无水乙醇洗油洗水后,对其进行CO<sub>2</sub>不同注入方式条件下相对渗透率曲线测试,并对CO<sub>2</sub>驱后的相对渗透率曲线特征参数进行统计整理,汇总结果见表3。

从表3中可以看出:与CO<sub>2</sub>驱前相比,CO<sub>2</sub>驱后束缚水饱和度增加,残余油饱和度减小,残余油饱和度条件下的水相端点相对渗透率略有增加,说明CO<sub>2</sub>驱后导致岩石的亲水性增加,而在经CO<sub>2</sub>驱后水相的渗流能力增加,有助于后期转水驱的注水能力<sup>[22]</sup>;进一步说明,虽然有机垢对岩石孔喉造成堵塞,影响储层渗流能力,但整体上CO<sub>2</sub>驱提高了流体的渗流能力,优势渗流通道变大,改善了微粒运移堵塞的存在条件,同时也增大流体可动空间体积,改善岩石的水润湿程度,有利于提高水驱油效率;与CO<sub>2</sub>连续注入相比,CO<sub>2</sub>-水交替注入各项物性参数增长幅度更为显著,从而可以看出CO<sub>2</sub>-水交替注入更有助于提高储层渗流能力,增加采收率。

## 3 结论

(1)CO<sub>2</sub>驱过程中由沥青质沉淀造成的堵塞严重,加剧了流体渗流能力的下降;与CO<sub>2</sub>连续注入实验结果对比可知,CO<sub>2</sub>-水交替注入引起的有机垢堵塞要弱,且渗透率较高,岩心最终渗透率损失率也较小,说明CO<sub>2</sub>-水交替注入对储层渗流能力的影响程度较小。

(2)CO<sub>2</sub>-水溶液对岩石具有一定的溶蚀作用。流体主要进入10~50 μm的孔隙,溶蚀作用的发生提高了流体的渗流能力,优势渗流通道变大,可在一定程度上改善CO<sub>2</sub>驱转后续水驱的注水能力和注水效果,且CO<sub>2</sub>-水交替注入较CO<sub>2</sub>连续注入更能增

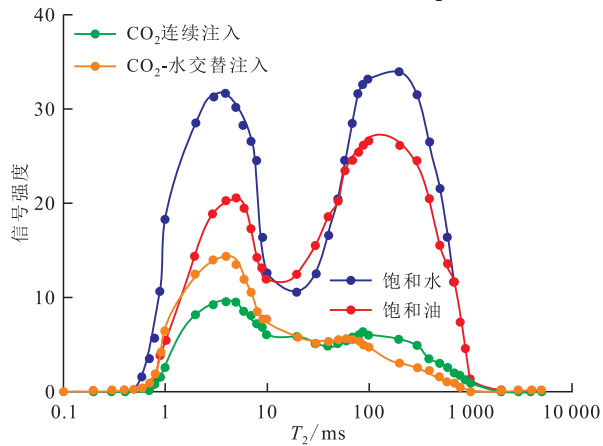


图2 2号岩心不同CO<sub>2</sub>注入方式的T<sub>2</sub>谱  
Fig.2 T<sub>2</sub> spectrum of core No. 2 after CO<sub>2</sub> flooding

表3 1号岩心CO<sub>2</sub>驱前后油水两相相对渗透率曲线特征参数对比结果

Table 3 Comparison results of characteristic parameters of oil-water two-phase relative permeability curves before and after CO<sub>2</sub> flooding

注入方式	$K_w/mD$	$S_{wi}/\%$	$S_{or}/\%$	$K_{rw}(S_{or})$	$K_w(S_{or})/mD$	$E/\%$	$S_{共渗区}/\%$
CO <sub>2</sub> 驱前	41.542	40.25	28.55	0.205 7	6.57	48.24	28.72
CO <sub>2</sub> 连续注入	44.521	42.54	24.68	0.175 2	6.67	51.47	30.85
CO <sub>2</sub> -水交替注入	50.815	45.87	22.17	0.148 7	6.94	57.29	31.69

大岩石孔喉半径,其溶蚀作用更为显著。

(3)CO<sub>2</sub>驱能够动用不同孔隙范围中的原油,剩余油分布较均匀,通过对比CO<sub>2</sub>连续注入与CO<sub>2</sub>-水交替注入后剩余油分布发现,CO<sub>2</sub>-水交替注入能够在中、大孔隙中取得更好的驱油效果。

(4)CO<sub>2</sub>驱前后相对渗透率曲线变化特征参数均表现为束缚水饱和度增加,残余油饱和度降低,两相共渗区增大,驱油效率增加,进一步说明CO<sub>2</sub>驱发生的CO<sub>2</sub>-水-岩反应虽然造成有机垢的堵塞,但其产生的溶蚀作用整体上增大了孔隙空间和渗流通道,提高了注入水的注入能力,且与CO<sub>2</sub>连续注入相比,CO<sub>2</sub>-水交替注入各项物性参数增长幅度更为显著,从而可以看出CO<sub>2</sub>-水交替注入更有助于提高储层渗流能力。

#### 符号解释

- $E$  —— 堵塞比,%;  
 $K_{rw}(S_{or})$  —— 残余油饱和度下的水相相对渗透率;  
 $K_w$  —— 水相渗透率,mD;  
 $K_w(S_{or})$  —— 残余油饱和度下的水相渗透率,mD;  
 $S_{or}$  —— 残余油饱和度,%;  
 $S_{wi}$  —— 束缚水饱和度,%;  
 $S_{共渗区}$  —— 共渗区饱和度,%。

#### 参考文献

- [1] 石磊.致密砂岩油藏CO<sub>2</sub>吞吐沥青质沉积对储层的伤害特征[J].油田化学,2022,39(2):343-348.  
 SHI Lei. Damage characteristics of asphaltene deposition during CO<sub>2</sub> huff and puff in tight sandstone reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(2): 343-348.
- [2] 张蕊,李新强,李馨语,等.低渗透非均质多层储层CO<sub>2</sub>驱油效果评价及储层伤害特征[J].油气地质与采收率,2022,29(3):121-127.  
 ZHANG Rui, LI Xinqiang, LI Xinyu, et al. Evaluation of CO<sub>2</sub> flooding effect and damage characteristics in low permeability heterogeneous multi-layer reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(3): 121-127.
- [3] 刘丽,马映雪,皮彦夫,等.不同地层水矿化度下CO<sub>2</sub>驱油对岩石性质的影响[J].油田化学,2020,37(4):665-668.  
 LIU Li, MA Yingxue, PI Yanfu, et al. Influence on rock properties of CO<sub>2</sub> flooding saturated water with different salinity [J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(4): 665-668.
- [4] 袁斌,汪洋,白航航,等.CO<sub>2</sub>非混相驱原油膨胀及沥青质沉淀影响因素[J].大庆石油地质与开发,2023,42(4):105-112.  
 YUAN Bin, WANG Yang, BAI Hanghang, et al. Influencing factors of crude oil expansion and asphaltene precipitation in immiscible CO<sub>2</sub> flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(4): 105-112.
- [5] 孙挺,史海东,郑建军,等.页岩储层CO<sub>2</sub>驱沥青质沉淀特征及影响因素分析[J].特种油气藏,2022,29(2):83-90.  
 SUN Ting, SHI Haidong, ZHENG Jianjun, et al. Analysis of asphaltene deposition characteristics and influencing factors of CO<sub>2</sub> flooding in shale reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(2): 83-90.
- [6] 李颖,马寒松,李海涛,等.超临界CO<sub>2</sub>对碳酸盐岩储层的溶蚀作用研究[J].油气藏评价与开发,2023,13(3):288-295.  
 LI Ying, MA Hansong, LI Haitao, et al. Dissolution of supercritical CO<sub>2</sub> on carbonate reservoirs [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(3): 288-295.
- [7] 吕利刚,张涛,李杰,等.储层矿物类型对致密油藏CO<sub>2</sub>驱替效果的影响[J].大庆石油地质与开发,2023,42(1):159-168.  
 LÜ Ligang, ZHANG Tao, LI Jie, et al. Influence of reservoir mineral types on CO<sub>2</sub> displacement effect of tight reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(1): 159-168.
- [8] 丁帅伟,席怡,刘广为,等.低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱不同注入方式对提高采收率与地质封存适应性[J].油气地质与采收率,2023,30(2):104-111.  
 DING Shuaiwei, XI Yi, LIU Guangwei, et al. Adaptability of different injection methods of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs to enhanced oil recovery and geological storage [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(2): 104-111.
- [9] 王千,杨胜来,韩海水,等.CO<sub>2</sub>驱替方式对特低渗砂岩储层物理性质变化的影响[J].中国石油大学学报:自然科学版,2020,44(3):124-133.  
 WANG Qian, YANG Shenglai, HAN Haishui, et al. Impact of CO<sub>2</sub> displacement methods on changes in physical properties of ultra-low permeability sandstone reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2020, 44(3): 124-133.
- [10] MOHAMMED I, MAHMOUD M, EL-HUSSEINY A, et al. Impact of asphaltene precipitation and deposition on wettability and permeability [J]. ACS Omega, 2021, 6(31): 20 091-20 102.
- [11] 孙忠新.CO<sub>2</sub>驱替下沥青质沉积实验研究[J].油田化学,2010,27(4):374-376.  
 SUN Zhongxin. Study on asphaltene deposition in the process of CO<sub>2</sub> flooding [J]. Oilfield Chemistry, 2010, 27(4): 374-376.
- [12] 钱坤,杨胜来,黄飞,等.注CO<sub>2</sub>过程中沥青质沉淀对低渗储层的伤害及对润湿性的影响[J].油田化学,2020,37(3):536-541.  
 QIAN Kun, YANG Shenglai, HUANG Fei, et al. Formation damage and wettability change due to asphaltene precipitation during CO<sub>2</sub> injection in low-permeability reservoirs [J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(3): 536-541.
- [13] HOSSEINI E. Experimental investigation of effect of asphaltene deposition on oil relative permeability, rock wettability alteration, and recovery in WAG process [J]. Petroleum Science and Technology [2023-07-06]. DOI: 10.1080/10916466.2018.1482335.
- [14] 刘宝良,沈德煌,刘其成,等.稠油油藏高温相对渗透率及驱油

- 效率测定方法:SY/T 6315—2017[S].北京:石油工业出版社,2017.
- LIU Baoliang, SHEN Dehuang, LIU Qicheng, et al. Relative permeability and displacement efficiency test under the condition of high temperature for heavy oil reservoir: SY/T 6315-2017 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [15] 曾理,万茂霞,李晓红,等.沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物X射线衍射分析方法:SY/T 5163—2018[S].北京:石油工业出版社,2018.
- ZENG Li, WAN Maoxia, LI Xiaohong, et al. Analysis method for clay minerals and ordinary non-clay minerals in sedimentary rocks by the X-ray diffraction: SY/T 5163-2018 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [16] 杨正明,黄辉,骆雨田,等.致密油藏混合润湿性测试新方法及其应用[J].石油学报,2017,38(5):318-323.
- YANG Zhengming, HUANG Hui, LUO Yutian, et al. New measurement method of mixed wettability in tight oil reservoir and its application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(5): 318-323.
- [17] 张祖波,罗曼莉,戴志坚,等.岩石中两相流体相对渗透率测定方法:GB/T 28912—2012[S].北京:石油工业出版社,2012.
- ZHANG Zubo, LUO Manli, DAI Zhijian, et al. Test method for two phase relative permeability in rock: GB/T 28912-2012 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [18] 彭彩珍,薛晓宁,王凤兰,等.非稳态法油水相对渗透率实验数据处理方法[J].大庆石油地质与开发,2018,37(2):74-78.
- PENG Caizhen, XUE Xiaoning, WANG Fenglan, et al. Experimental data processing method of the oil-water relative permeability by unsteady state method [J]. Petroleum Geology & Oil-field Development in Daqing, 2018, 37(2): 74-78.
- [19] ANDERSON W G. Wettability literature survey-part 6: the effects of wettability on waterflooding [J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(12): 1 605-1 622.
- [20] RAO D N, GIRARD M, SAYEGH S G. The influence of reservoir wettability on waterflood and miscible flood performance [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1992, 31(6): PETSOC-92-06-05.
- [21] 肖朴夫,杨正明,王学武,等.室内注二氧化碳微观驱油机理研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2015,37(4):161-165.
- XIAO Pufu, YANG Zhengming, WANG Xuewu, et al. A laboratory study on the micro mechanism of oil displacement with CO<sub>2</sub> flooding [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Natural Science Edition, 2015, 37(4): 161-165.
- [22] 李岩,张葭,樊晓伊,等.低渗透砂砾岩油藏二氧化碳驱提高采收率[J].新疆石油地质,2022,43(1):59-65.
- LI Yan, ZHANG Di, FAN Xiaoyi, et al. EOR of CO<sub>2</sub> flooding in low-permeability sandy conglomerate reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(1): 59-65.

编辑 经雅丽