

文章编号:1009-9603(2020)05-0079-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.05.009

# 致密储层不同驱替方式下超临界CO<sub>2</sub>蓄能返排效果实验研究

苏玉亮<sup>1</sup>, 陈征<sup>1</sup>, 唐梅荣<sup>2</sup>, 李蕾<sup>1</sup>, 范理尧<sup>1</sup>, 张矿生<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580;

2. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院, 陕西西安 710018)

**摘要:**目前超临界CO<sub>2</sub>辅助压裂技术已成为致密油开发的有效方式之一,在压裂过程中,压裂液的蓄能返排效果成为近年来关注的热点之一。为了对超临界CO<sub>2</sub>驱替过程中储层蓄能效果和流体的返排效果进行定量评价,自主设计实验装置对不同驱替方式下超临界CO<sub>2</sub>蓄能返排效果进行研究。在油藏温度和压力下,对比单独注气、单独注水及水气交替注入方式下岩心系统的平均压力变化以及控压返排效果,并对水气交替注入方式的注气段塞进行优化。实验结果表明:以超临界CO<sub>2</sub>作为前置液的压裂可以大幅度提高后续注入滑溜水的蓄能效果;注入的超临界CO<sub>2</sub>使原油及束缚水体积发生膨胀,其膨胀程度受超临界CO<sub>2</sub>的溶解量影响较大,而受岩心系统压力影响较小;先注超临界CO<sub>2</sub>再注滑溜水的驱替方式蓄能效果最佳,且能实现超临界CO<sub>2</sub>封存,滑溜水的返排效率及出油效率最高;从蓄能返排效果来看,0.5 PV的超临界CO<sub>2</sub>段塞注入量最优。

**关键词:**致密储层;超临界CO<sub>2</sub>;蓄能效果;返排效率;方式优选;段塞优化

中图分类号:TE357.3

文献标识码:A

## Experimental study of supercritical CO<sub>2</sub> storage and flowback under different displacement methods in tight reservoirs

SU Yuliang<sup>1</sup>, CHEN Zheng<sup>1</sup>, TANG Meirong<sup>2</sup>, LI Lei<sup>1</sup>, FAN Liyao<sup>1</sup>, ZHANG Kuangsheng<sup>2</sup>

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong

Province, 266580, China; 2. Research Institute of Oil and Gas Technology, Changqing Oilfield

Company, PetroChina, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China)

**Abstract:** At present, the supercritical CO<sub>2</sub> assisted fracturing technology has become one of the effective methods for the development of tight oil reservoirs. In the process of fracturing, the energy storage and flowback effect of fracturing fluid has become one of the focuses in recent years. In order to quantitatively evaluate the energy storage in the formation and fluid flowback efficiency during the supercritical CO<sub>2</sub> displacement, this paper independently designed an experimental apparatus to investigate the efficiency of energy storage and flowback under different displacement modes of the supercritical CO<sub>2</sub>. The changes of mean pressure and flowback efficiencies of the core system under continuous gas injection, continuous water injection and alternate water and gas injection were compared by the laboratory experiment under reservoir temperature and pressure, and the gas injection slug with alternating water and gas injection was also optimized. The results show that the supercritical CO<sub>2</sub> as a preflush can increase the energy storage efficiency of subsequent injection of slippery water. The injected supercritical CO<sub>2</sub> expands the volume of crude oil and irreducible water, and the degree of expansion is greatly

收稿日期:2020-03-08。

作者简介:苏玉亮(1970—),男,山东东营人,教授,博导,从事低渗透、非常规油气藏渗流理论与开采技术的教学和研究工作。E-mail:suyuliang@upc.edu.cn。

通信作者:李蕾(1988—),女,山东滨州人,副教授,博士。E-mail:lei.li@upc.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“低渗透油藏CO<sub>2</sub>泡沫驱油机理及注采参数优化”(2016ZX05056-001),国家自然科学基金青年项目“CO<sub>2</sub>-化学助剂复合体系吞吐提高页岩油采收率机理研究”(51904324),国家自然科学基金面上项目“页岩油CO<sub>2</sub>吞吐多尺度流动模拟研究”(51974348)。

affected by the dissolved amount of supercritical CO<sub>2</sub>, but less affected by the core system pressure. The displacement method of injecting supercritical CO<sub>2</sub> followed by injecting slippage water shows the best energy increasing efficiency, which can achieve supercritical CO<sub>2</sub> storage, and the highest flowback efficiency of slippage water and oil recovery. From the perspective of the energy storage and fluid flowback efficiencies, the best volume of the supercritical CO<sub>2</sub> slug is 0.5 PV.

**Key words:** tight reservoir; supercritical CO<sub>2</sub>; energy storage efficiency; flowback effect; method optimization; slug optimization

随着开采程度的不断提高,目前大多数常规油田已经进入开采后期,其产量难以满足经济发展对能源的需求。为了缓解当前油气供需矛盾,维护国家能源安全,非常规油气成为日后勘探开发的主要对象之一<sup>[1-2]</sup>。中国约46%的油气储集类型以低渗透为主,主要分布在松辽、塔里木和鄂尔多斯等盆地,以陆相沉积为主<sup>[3]</sup>。但是在对低渗透储层压裂改造过程中,由于低渗透储层普遍具有物性较差、非均质性强等特点,会出现能量传递慢、压裂后返排不充分等问题,因此对压裂施工效果产生重要影响<sup>[4]</sup>。刘合等研究发现,超临界CO<sub>2</sub>干法压裂技术可以有效规避上述问题<sup>[5]</sup>。超临界CO<sub>2</sub>具有低黏度、流动性好、表面张力极低、可以降低岩石破裂压力以及溶解非极性溶质能力强等特点,因此超临界CO<sub>2</sub>压裂技术被认为是非常规储层改造的新方法之一<sup>[6-8]</sup>。

超临界CO<sub>2</sub>压裂过程中的蓄能返排效果越来越受关注。胡景宏等考虑裂缝闭合前后压裂液返排不一致的情况,建立了返排效率计算模型,分析了地层渗透率和孔隙度等因素对返排效率的影响<sup>[9]</sup>。邢杨义等通过简化后的数学模型分析了多层压裂液的返排情况<sup>[10]</sup>。张家由通过对低渗透油气藏压裂液返排机理的研究,得到压裂液返排效率的影响因素除了基本的地质因素外,还包括启动压力和返排压差等<sup>[11]</sup>。娄毅等通过长岩心物理模拟实验,研究对比超前注气、同步注气和水驱的驱油效果,认为超前注气可以使地层能量明显增加,对增产有重要影响<sup>[12]</sup>。蒋廷学等通过商用数值模拟软件,针对单条裂缝模拟了水平井多段压裂返排过程,分析了多个因素对返排的影响<sup>[13]</sup>。WANG等通过储层静压实验,认为液态CO<sub>2</sub>压裂后储层压力显著增加,具有良好的蓄能效果<sup>[14]</sup>。冯璇利用数值模拟手段,分析了液态CO<sub>2</sub>对地层压力变化的影响规律,表明注入的CO<sub>2</sub>增大了地层压力,扩大了混相波及范围,具有很好的增产效果<sup>[15]</sup>。司志梅等利用天然岩心进行室内驱替实验,分析岩心渗透率、模拟油黏度以及返排压差等因素对压裂液返排效果的影响<sup>[16]</sup>。张涛等根据典型数据建立相应的数值模型,研究了

不同时机关井持续时间、生产制度对页岩气井返排效率和产能的影响<sup>[17]</sup>。齐春民等通过研究鄂尔多斯盆地油沟区注CO<sub>2</sub>现场试验,发现水驱开发后转注CO<sub>2</sub>地层压力得到进一步回升,并且蓄能效果稳定<sup>[18]</sup>。何海波针对水平井大规模体积压裂开发方式存在地层能量不足、单井产量不理想的问题,提出前期注水补充地层能量,后期实施大排量压裂的缝网蓄能重复压裂技术,从而达到动态渗吸排油的目的<sup>[19]</sup>。郭建成等针对四川盆地龙马溪组页岩压裂后各因素影响返排效率的机理认识不清、返排效率影响产能的规律不明确等问题,通过建立前馈神经网络模型,分析地质与施工因素在预测页岩气井返排效率时的影响权重,明确了页岩气返排的主控因素<sup>[20]</sup>。任岚等认为压裂后返排设计对页岩气藏的压裂效果有重要影响<sup>[21]</sup>。王智林等基于真实地质模型,对比了连续注气、周期段塞注气及异步注采3种储层能量恢复方法的开发效果,明确了压力恢复水平界限<sup>[22]</sup>。

众多研究成果证实,注入超临界CO<sub>2</sub>对于提高地层压力有着很好的效果并且控压排液时返排效果较好,但缺少室内实验手段对不同驱替方式下超临界CO<sub>2</sub>的蓄能返排效果进行评价。为此,采用致密储层岩心模拟油藏条件开展实验,创新性地设计评价超临界CO<sub>2</sub>与滑溜水不同驱替方式下,岩心注入和“焖井”过程蓄能效果与返排过程中的流体返排效率的实验方法,明确超临界CO<sub>2</sub>不同驱替方式及驱替段塞量下的蓄能返排效果,以期为超临界CO<sub>2</sub>驱替效果的实验研究提高参考和依据。

## 1 实验器材

实验装置主要由高压CO<sub>2</sub>气瓶、注入泵、岩心夹持器、手摇泵、压力表、湿式气体流量计、高温高压中间容器、干燥管(内含脱脂棉)和HW-3B型恒温箱等构成。其他实验仪器包括:CM-25型岩心端面切磨机、DY-5型多功能高效岩心洗油仪、YS7122型真空泵及DHG-9140A型鼓风干燥箱。其中,蓄能实验装置和返排过程的气液收集实验装置分别如

图1和图2所示。

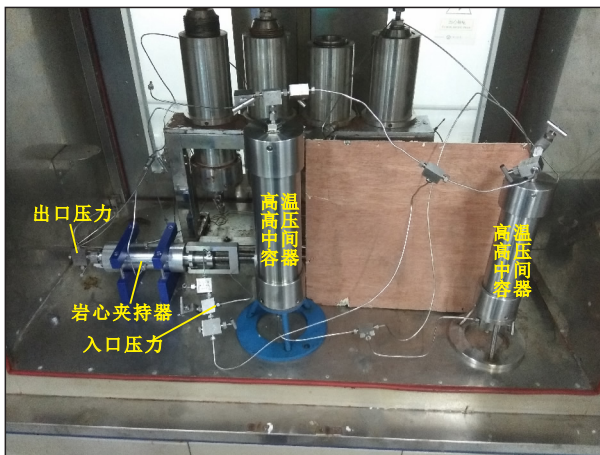


图1 蓄能实验装置

Fig.1 Experimental apparatus of energy storage

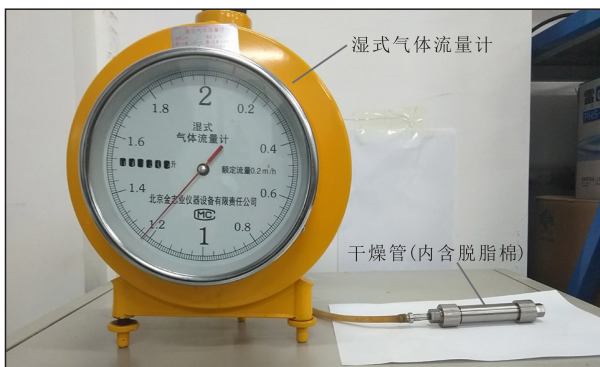


图2 返排过程气液收集实验装置

Fig.2 Apparatus of gas and liquid collection during flowback process

实验用水为根据长庆油田庄183区块的地层水矿化度配制的模拟地层水,其Na<sup>+</sup>+K<sup>+</sup>,Ca<sup>2+</sup>,Mg<sup>2+</sup>,Cl<sup>-</sup>,SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>和HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>的质量浓度分别为13 612,1 248,176,23 419,210和221 mg/L;pH值为6.0,总矿化度为38.9 g/L,水型为CaCl<sub>2</sub>型。实验原油为庄183区块现场所取的地层原油,地层原油密度为0.75 g/cm<sup>3</sup>,地层原油黏度为1.96 mPa·s。实验所用滑溜水取自长庆油田庄183区块现场,密度为0.92 g/cm<sup>3</sup>,黏度为46 mPa·s。实验采用纯度为99.9%的CO<sub>2</sub>气体作为注入气。

实验岩心选自长庆油田庄183区块,属于致密储层,岩心基础物性参数见表1。

## 2 实验步骤

具体实验步骤为:①使用岩心端面切磨机切平实际区块岩心端面,方便后续测量物性参数和开展实验,利用洗油仪用体积比为1:2的甲醇和石油醚混合液对实验岩心进行洗油、清洗盐类物质和杂

表1 岩心基础物性参数

Table1 Fundamental physical property parameters of cores

编号	质量(g)	长度(mm)	直径(mm)	渗透率(mD)	孔隙度(%)
1	55.960 0	45.60	25.30	0.077 3	9.51
2	57.659 6	47.46	25.34	0.078 2	10.0
3	60.837 8	49.64	25.30	0.073 5	9.85
4	60.859 8	50.40	25.30	0.074 6	9.55
5	54.250 1	44.32	25.30	0.076 8	10.17
6	57.467 6	46.50	25.24	0.075 1	9.82

质,洗油7 d后,将岩心在干燥处晾干24 h,然后在60℃下烘干24 h。②测定岩心的质量、长度、直径、渗透率和孔隙度等基础物性参数,计算岩心孔隙体积,饱和地层水。③按照图3安装实验装置,恒速驱替地层原油注入岩心,每隔1 h记录驱替压力和岩心出口端出水量。当出口端出水量不再增加时,说明岩心已达束缚水状态,分别计算岩心束缚水饱和度和含油饱和度。④保持地层条件(地层压力为17 MPa,温度为50℃)72 h进行模拟成藏老化。⑤蓄能实验。在地层温度下恒压驱替原油进入岩心系统,将岩心系统压力提高到地层压力;按照实验预设的驱替方式,将压裂液恒速注入岩心系统,观测整个岩心系统的动态压力变化。方式一:注1 PV的超临界CO<sub>2</sub>;方式二:注1 PV滑溜水;方式三:先注0.5 PV的超临界CO<sub>2</sub>,再注0.5 PV的滑溜水;方式四:先注0.5 PV的滑溜水,再注0.5 PV的超临界CO<sub>2</sub>。关闭注入阀使整个岩心系统处于“焖井”状态,观察整个系统的静态压力变化。⑥返排实验。降低返排时用的回压,记录排出的滑溜水体积和原油体积,其中返排流体为油水两相时用量筒计量,油气水三相或油气两相通过干燥管进行气液分离,利用湿式气体流量计和干燥管称重法分别计量气体和液体质量,利用气体状态方程将CO<sub>2</sub>体积折算到CO<sub>2</sub>原始压力下进行返排效率的计算。

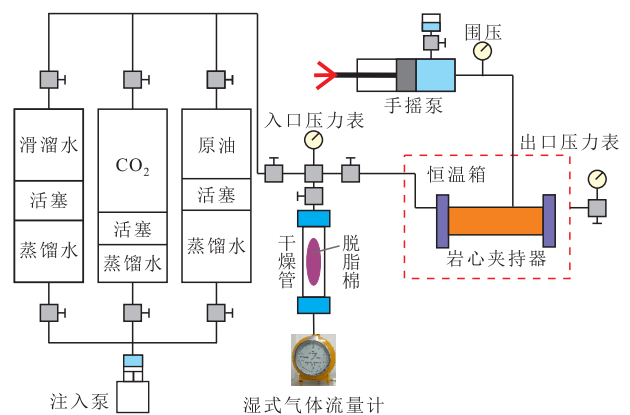


图3 实验装置示意

Fig.3 Schematic diagram of experimental apparatus



### 3 超临界CO<sub>2</sub>驱替方式优选

#### 3.1 恒速注入实验结果

恒速注入过程不同驱替方式下岩心系统平均压力变化曲线(图4)表明,方式一和方式二岩心系统所上升的压力分别约为0.98和13.90 MPa,这是因为,滑溜水的压缩性远远小于超临界CO<sub>2</sub>,因此单独注入滑溜水蓄能效果更好。方式三和方式四上升的压力分别约为17.02和9.72 MPa,这是因为,在地层条件下,方式三所注入的超临界CO<sub>2</sub>可以溶解于原油和滑溜水中,导致原油黏度降低,油水界面张力降低,改善原油和滑溜水的流度比,有利于后续压裂介质更好地注入,从而改善后续滑溜水的蓄能效果。同时超临界CO<sub>2</sub>与水相反应生成碳酸对部分岩心中的矿物具有溶蚀作用,改善岩心的渗流物性,提高后续压裂液的注入性<sup>[23]</sup>。因此,采用超临界CO<sub>2</sub>和滑溜水交替注入的驱替方式,驱替顺序对其蓄能效果影响较大,并且先注超临界CO<sub>2</sub>后注滑溜水方式的蓄能效果最佳。

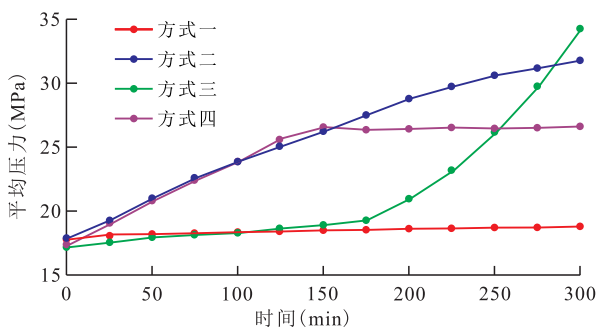


图4 不同驱替方式下岩心系统平均压力变化

Fig.4 Average pressure variation of core under different displacement methods

#### 3.2 “焖井”实验结果

在地层温度下,不同驱替方式“焖井”过程中岩心系统的出入口压力变化结果(表2)表明:当驱替方式为方式一、方式三和方式四时,岩心入口和出口处的压力均呈现上升趋势,其中方式一的入口压力上升幅度最大,为0.62 MPa,这是因为,部分注入的超临界CO<sub>2</sub>会溶解在原油和束缚水中,导致原油和束缚水体积发生膨胀<sup>[24]</sup>,增加地层能量,最终稳定压力大于“焖井”前压力,说明液相体积膨胀所增加的能量大于超临界CO<sub>2</sub>溶解于液相中所损失的能量。当驱替方式为方式二时,岩心系统的入口及出口压力均呈现下降趋势,这是因为入口端停注后,孔隙中的原油和滑溜水在毛细管力的作用下会重新分布,出现油水相互置换现象,从而导致压力下

降<sup>[25]</sup>。方式三和方式四的岩心系统的出入口压力均呈现上升趋势,且上升幅度基本一致,但方式三最终稳定压力为33.84 MPa,方式四最终稳定压力为27.42 MPa。产生这种现象的原因是:注入的超临界CO<sub>2</sub>溶解于原油和滑溜水中,发生体积膨胀,从而使压力上升,并且在相同溶解度条件下,原油和滑溜水的膨胀系数非常接近<sup>[26]</sup>,导致压力上升幅度差别不大,但与方式一相比,二者上升幅度较低,说明随着超临界CO<sub>2</sub>注入量的增大,原油膨胀系数增加的幅度越大<sup>[24]</sup>,而受岩心系统压力的影响较小。相比于其他3种驱替方式,方式三最终岩心系统压力最高。

表2 不同驱替方式“焖井”过程中岩心系统出入口压力变化

Table2 Change of inlet and outlet pressure of core system during soaking process with different displacement methods

驱替方式	入口压力增量	出口压力增量	最终稳定压力
方式一	+0.62	+0.55	19.02
方式二	-0.79	-0.04	30.33
方式三	+0.22	+0.17	33.84
方式四	+0.15	+0.28	27.42

#### 3.3 返排实验结果

不同驱替方式下压裂液返排结果(表3)表明:当单独注入超临界CO<sub>2</sub>时,超临界CO<sub>2</sub>的返排效率为37.33%,随超临界CO<sub>2</sub>返排出原油体积为1.1 mL;当单独注入滑溜水时,滑溜水的返排效率为27.38%,返排出原油体积为0.3 mL。超临界CO<sub>2</sub>相比于滑溜水,具有黏度低、扩散系数大和表面张力极低等特点,因此在降压返排时,超临界CO<sub>2</sub>更容易返排,再者由于超临界CO<sub>2</sub>溶解于原油,使原油体积发生膨胀,返排时能量增加,原油的渗流阻力和毛管阻力降低,有利于膨胀后的原油脱离岩心孔隙表面的束缚,变成可动油,原油的相对渗透率增加,使原油的渗流环境得以改善。方式三无超临界CO<sub>2</sub>返排出来,但是有5.01 g的液体返排出来,而方式四超临界CO<sub>2</sub>的返排效率为28.77%,携带出来3.38 g的液体。根据李东东等提出的超临界CO<sub>2</sub>在原油中的溶解度计算模型<sup>[27]</sup>可得,注入压力为17 MPa时超临界CO<sub>2</sub>溶解度约为1.8 mol/L,并且溶解度随着压力的上升而变大,因此方式三和方式四注入的1.5 mL的超临界CO<sub>2</sub>均全部溶于液相中,由于方式三采用超临界CO<sub>2</sub>作为压裂前置液进行注入,溶于原油中的超临界CO<sub>2</sub>被后续注入的滑溜水驱替至岩心深处,所以进行降压返排时,超临界CO<sub>2</sub>受贾敏效应的影响残留在岩心中。实验结果可见方式三中无超

临界CO<sub>2</sub>返排,提前注入超临界CO<sub>2</sub>可与原油接触混相,有效降低油水界面张力和原油黏度,因此在返排时可以返排出更多的原油。当然使用超临界CO<sub>2</sub>作为前置液所带来的效果远远不止这些,超临界CO<sub>2</sub>溶于地层水所产生的碳酸可以溶解某些胶结物,改善储层渗流能力,并且由于液态或者超临界CO<sub>2</sub>的注入,可以溶解、返排出地层中的有机垢,超临界CO<sub>2</sub>的酸化作用还可以解除无机垢堵塞,从而解决压裂井周围的污染问题,疏通油流通道,提高压裂井产能<sup>[28]</sup>。

表3 不同驱替方式压裂液返排结果  
Table3 Results of fracturing fluid flowback of different displacement methods

驱替方式	返排超临界CO <sub>2</sub> 地下体积(mL)	超临界CO <sub>2</sub> 返排效率(%)	返排液体质量(g)	滑溜水返排效率(%)	返排液组成
方式一	1.12	37.33	0.83		原油
方式二			1.04	27.38	原油及滑溜水
方式三	0	0	5.01		原油及滑溜水
方式四	0.40	28.77	3.38		原油及滑溜水

## 4 超临界CO<sub>2</sub>段塞注入量优化

由于方式三的驱替方式下蓄能返排效果最好,所以基于方式三对超临界CO<sub>2</sub>的驱替段塞量进行优化,设计的段塞模式为:①模式一,先注0.2 PV的超临界CO<sub>2</sub>,再注0.5 PV的滑溜水。②模式二,先注0.5 PV的超临界CO<sub>2</sub>,再注0.5 PV的滑溜水。③模式三,先注0.8 PV的超临界CO<sub>2</sub>,再注0.5 PV的滑溜水。

### 4.1 恒速注入实验结果

分析恒速注入过程中不同段塞模式的岩心系统平均压力变化曲线(图5)可知,在不同段塞的实验起始压力均为17 MPa、温度为50℃的条件下,由于超临界CO<sub>2</sub>的压缩性较大,初始注入不同量超临界CO<sub>2</sub>的过程中,岩心系统的平均压力上升幅度较小,并且三者之间压力上升幅度相差不大,随后注入相同量的滑溜水,模式一至三最终压力上升幅度分别为12.34,17.02和13.41 MPa,可以看出,随着注入的超临界CO<sub>2</sub>段塞量的增加,最终岩心系统平均压力上升幅度增大,但当超临界CO<sub>2</sub>段塞量达到0.5 PV时,随着超临界CO<sub>2</sub>段塞量的增加,最终压力上升幅度反而变小。其原因在于当超临界CO<sub>2</sub>的段塞量较小时,后续注入的滑溜水容易形成连续相,不利于发挥控制流度的作用;当超临界CO<sub>2</sub>段塞量过

大时,气体容易过早的突破,形成气体连续相,由于超临界CO<sub>2</sub>压缩性较大,从而导致岩心系统压力上升幅度较小。因此,在气水交替注入的驱替方式中,超临界CO<sub>2</sub>存在一个最优段塞量,该实验中最优段塞注入量为0.5 PV。

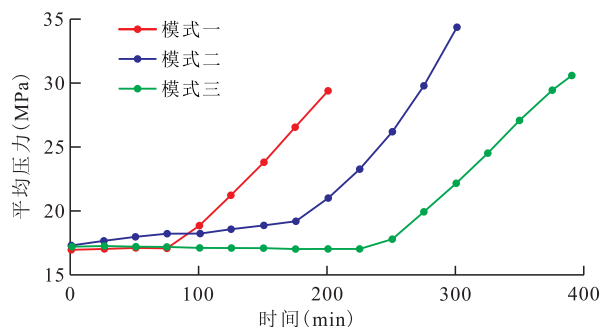


图5 不同段塞模式岩心系统平均压力变化  
Fig.5 Average pressure variation of core system with different slug modes

### 4.2 “焖井”实验结果

在地层温度下,不同段塞“焖井”过程中岩心系统的出入口压力变化结果(表4)表明,模式一的入口压力降低0.67 MPa,出口压力上升0.05 MPa;模式二入口压力上升0.22 MPa,出口压力上升0.17 MPa;模式三入口及出口压力上升幅度最大,入口压力上升0.41 MPa,出口压力上升0.32 MPa。分析认为,模式一由于注入的超临界CO<sub>2</sub>的量较少,不利于改善后续滑溜水的驱替效果,使出入口压力差值较大,“焖井”时在压差和毛细管力的作用下,原油和滑溜水在岩心中重新分布,致使出现入口压力下降,出口压力上升幅度不明显的现象。而模式三由于注入的超临界CO<sub>2</sub>量较多,在入口和出口处的溶胀作用较强,所以出口压力上升幅度相比于模式二上升幅度大,进一步说明了原油的膨胀系数受超临界CO<sub>2</sub>的溶解量影响较大,而受压力的影响较小。

表4 不同段塞“焖井”过程中岩心系统的出入口压力变化  
Table4 Variation of inlet and outlet pressure of core system during soaking process of different slugs MPa

段塞模式	入口压力增量	出口压力增量	最终稳定压力
模式一	-0.67	+0.05	30.33
模式二	+0.22	+0.17	33.84
模式三	+0.41	+0.32	30.48

### 4.3 返排实验结果

返排实验结果表明,模式一至三返排出的液体质量分别为2.689 5,5.006 7和5.406 1 g,三者返排出的液体均为原油和滑溜水,返排的液体质量随着注入的超临界CO<sub>2</sub>段塞量的增加而增大。其原因为超临界CO<sub>2</sub>作为前置液进行驱替,溶解超临界CO<sub>2</sub>

的原油被后续滑溜水驱替到岩心深处,降压开采时,随着压力的降低,溶解于原油和滑溜水中的超临界CO<sub>2</sub>不断从原油中脱出,形成的气泡在喉道处由于贾敏效应未返排出来,残留在岩心中,因此3种段塞模式下均未观察到超临界CO<sub>2</sub>的返排。同时随着注入的超临界CO<sub>2</sub>段塞量的增加,降低油水界面张力的作用越强,更多超临界CO<sub>2</sub>分子附着在岩心孔隙表面,从而使孔隙表面束缚的油膜变成可动油<sup>[29]</sup>,因此可以返排出更多的液体。

## 5 结论

不同驱替方式蓄能实验中,超临界CO<sub>2</sub>的前置注入可以提高后续注入滑溜水的蓄能效果,并且由于超临界CO<sub>2</sub>溶解于原油和束缚水发生膨胀,使“焖井”过程中岩心系统压力增加,原油的膨胀系数与溶解的超临界CO<sub>2</sub>量有很大关系,而受岩心系统压力的影响较小。

相比于其他注入方式,将超临界CO<sub>2</sub>作为驱替前置液的驱替方式可以使更多的原油返排出来,返排效果最好,具有很好的应用前景。

水气交替段塞优选驱替实验中,超临界CO<sub>2</sub>均残留在岩心中,未见返排。在超临界CO<sub>2</sub>作为前置液的驱替方式中,超临界CO<sub>2</sub>段塞为0.5 PV时,岩心系统压力上升幅度最大,蓄能效果最好;随着超临界CO<sub>2</sub>段塞注入量的增加,油水界面张力降低,返排的原油体积越大。但综合考虑经济因素,在本文的研究条件下,超临界CO<sub>2</sub>段塞注入量为0.5 PV时效果最好。

### 参考文献

- [1] 张怀文,周江,高燕.二氧化碳干法压裂技术综述[J].新疆石油科技,2018,28(1):30-34.  
ZHANG Huaiwen, ZHOU Jiang, GAO Yan. Overview of fracturing technology with carbon dioxide [J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2018, 28(1): 30-34.
- [2] GONG L, CHEN S C, ZUO J Q, et al. Phase prediction of supercritical carbon dioxide and its application in fracturing oil wellbores [J]. Journal of Thermal Science, 2019, 28(3): 484-493.
- [3] 李阳.低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率技术进展及展望[J].油气地质与采收率,2020,27(1):1-10.  
LI Yang. Technical advancement and prospect for CO<sub>2</sub> flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10.
- [4] 池圣平,郎学军,李赣勤,等.CO<sub>2</sub>增能压裂工艺技术研究与应用[J].钻采工艺,2005,28(4):104-105.  
CHI Shengping, LANG Xuejun, LI Ganqin, et al. Research and application of CO<sub>2</sub> enhancing fracturing technology [J]. Drilling & Production Technology, 2005, 28(4): 104-105.
- [5] 刘合,王峰,张劲,等.二氧化碳干法压裂技术——应用现状与发展趋势[J].石油勘探与开发,2014,41(4):466-472.  
LIU He, WANG Feng, ZHANG Jin, et al. Fracturing with carbon dioxide: Application status and development trend [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(4): 466-472.
- [6] ZHOU D W, ZHANG G Q, ZHANG X. Effects of super-critical CO<sub>2</sub> phase change on dynamic multi-fracturing process in reservoir stimulation [C]. California: 51<sup>st</sup> US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 2017.
- [7] WANG H Z, LI G S, ZHU B, et al. Key problems and solutions in supercritical CO<sub>2</sub> fracturing technology [J]. Frontiers in Energy, 2019, 13(4): 667-672.
- [8] 王香增,孙晓,罗攀,等.非常规油气CO<sub>2</sub>压裂技术进展及应用实践[J].岩性油气藏,2019,31(2):1-7.  
WANG Xiangzeng, SUN Xiao, LUO Pan, et al. Progress and application of CO<sub>2</sub> fracturing technology for unconventional oil and gas [J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(2): 1-7.
- [9] 胡景宏,何顺利,李勇明,等.压裂液返排率的理论计算[J].钻采工艺,2008,31(5):99-102.  
HU Jinghong, HE Shunli, LI Yongming, et al. Theoretical calculation of fracturing fluid flowback rate [J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(5): 99-102.
- [10] 邢杨义,刘平礼,李勇明,等.压裂作业中多层压裂液返排计算[J].兰州石化职业技术学院学报,2009,9(3):12-15.  
XING Yangyi, LIU Pingli, LI Yongming, et al. Calculation of multilayer flow back of fracturing fluid [J]. Journal of Lanzhou Petrochemical College of Technology, 2009, 9(3): 12-15.
- [11] 张家由.致密气藏压裂高效返排工艺技术[J].钻井液与完井液,2010,27(6):72-75.  
ZHANG Jiayou. Technology of high-efficient flow-back of fracturing fluid in tight gas reservoirs [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2010, 27(6): 72-75.
- [12] 娄毅,杨胜来,章星,等.低渗透油藏二氧化碳混相驱超前注气实验研究——以吉林油田黑79区块为例[J].油气地质与采收率,2012,19(5):78-80.  
LOU Yi, YANG Shenglai, ZHANG Xing, et al. Experimental research on CO<sub>2</sub> miscible flooding by advanced gas injection in low permeability reservoir—case of H79 block, Jilin oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(5): 78-80.
- [13] 蒋廷学,卞晓冰,王海涛,等.页岩气水平井分段压裂排采规律研究[J].石油钻探技术,2013,41(5):21-25.  
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, WANG Haitao, et al. Flow back mechanism study of multi-stage fracturing of shale gas horizontal wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 21-25.
- [14] WANG F, WANG Y C, ZHU Y Z, et al. Application of liquid CO<sub>2</sub> fracturing in tight oil reservoir 2016 [C]. SPE 182401-MS, 2016.
- [15] 冯璇.致密油藏二氧化碳干法压裂技术研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.  
FENG Xuan. Study on carbon dioxide fracturing technology in tight reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.



- [16] 司志梅,李爱芬,郭海萱,等.致密油藏压裂液滤液返排率影响因素室内实验[J].油气地质与采收率,2017,24(1):122-126.  
SI Zhimei, LI Aifen, GUO Haixuan, et al. Experimental study on the influencing factors of fracturing fluid flowback rate in tight reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1):122-126.
- [17] 张涛,李相方,杨立峰,等.关井时机对页岩气井返排率和产能的影响[J].天然气工业,2017,37(8):48-60.  
ZHANG Tao, LI Xiangfang, YANG Lifeng, et al. Effects of shut-in timing on flowback rate and productivity of shale gas wells [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8):48-60.
- [18] 齐春民,李瑞冬,朱世东,等.鄂尔多斯盆地油沟区长4+5<sup>1</sup>低渗透油藏二氧化碳驱先导试验[J].石油钻采工艺,2019,41(2):249-253.  
QI Chunmin, LI Ruidong, ZHU Shidong, et al. Pilot test on CO<sub>2</sub> flooding of Chang4+5<sup>1</sup> oil reservoir in Yougou region of the Ordos Basin [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(2):249-253.
- [19] 何海波.致密油水平井缝网增能重复压裂技术实践[J].特种油气藏,2018,25(4):170-174.  
HE Haibo. Practice of re-fracturing with network energization for horizontal well in tight oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(4):170-174.
- [20] 郭建成,林伯韬,向建华,等.四川盆地龙马溪组页岩压后返排率及产能影响因素分析[J].石油科学通报,2019,4(3):273-287.  
GUO Jiancheng, LIN Botao, XIANG Jianhua, et al. Study of factors affecting the flowback ratio and productive capacity of Longmaxi Formation shale in the Sichuan basin after fracturing [J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(3):273-287.
- [21] 任岚,邸云婷,赵金洲,等.页岩气藏压裂液返排理论与技术研究进展[J].大庆石油地质与开发,2019,38(2):144-152.  
REN Lan, DI Yunting, ZHAO Jinzhou, et al. Advances in the theory and technique of the fracturing fluid flowback in shale gas reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(2):144-152.
- [22] 王智林,林波,葛永涛,等.低渗油藏水驱后注CO<sub>2</sub>补充能量机理及方式优化[J].断块油气田,2019,26(2):231-235.  
WANG Zhilin, LIN Bo, GE Yongtao, et al. Mechanisms and optimization of supplementing in-situ energy by CO<sub>2</sub> injection after water flooding in low permeability reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(2):231-235.
- [23] 李士伦,汤勇,侯承希.注CO<sub>2</sub>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<sub>2</sub> injection enhanced oil recovery technology [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3):1-8.
- [24] 高敬善,但顺华,杨涛,等.CO<sub>2</sub>在准噶尔盆地昌吉油田吉7井区稠油中的溶解性研究[J].中国石油勘探,2018,23(5):65-72.  
GAO Jingshan, DAN Shunhua, YANG Tao, et al. Study on CO<sub>2</sub> solubility in heavy oil in Well Ji7, Changji oilfield, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(5):65-72.
- [25] 樊建明,王冲,屈雪峰,等.鄂尔多斯盆地致密油水平井注水吞吐开发实践——以延长组长7油层组为例[J].石油学报,2019,40(6):706-715.  
FAN Jianming, WANG Chong, QU Xuefeng, et al. Development and practice of water flooding huff-puff in tight oil horizontal well, Ordos Basin: a case study of Yanchang Formation Chang7 oil layer [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(6):706-715.
- [26] 王少朋,侯吉瑞,赵凤兰,等.CO<sub>2</sub>在油水混合物中的溶解度及饱和CO<sub>2</sub>油水的密度[J].西安石油大学学报:自然科学版,2012,27(5):39-42,57.  
WANG Shaopeng, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. Solubility of CO<sub>2</sub> in oil, water and their mixture and density of the saturated CO<sub>2</sub> fluids [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2012, 27(5):39-42,57.
- [27] 李东东,侯吉瑞,赵凤兰,等.二氧化碳在原油中的分子扩散系数和溶解度研究[J].油田化学,2009,26(4):405-408.  
LI Dongdong, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. Study of molecular diffusion coefficients and solubility of carbon dioxide in a Jilin crude oil [J]. Oilfield Chemistry, 2009, 26(4):405-408.
- [28] 李小龙,肖雯,刘晓强,等.压裂返排技术优化[J].断块油气田,2015,22(3):402-404.  
LI Xiaolong, XIAO Wen, LIU Xiaoqiang, et al. Fracturing flowback technology optimization [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2015, 22(3):402-404.
- [29] 蒋永平.CO<sub>2</sub>复合驱油分子动力学模拟及微观机理研究[J].石油实验地质,2019,41(2):274-279.  
JIANG Yongping. Molecular dynamics simulation and microscopic mechanism of CO<sub>2</sub> composite flooding [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(2):274-279.

编辑 常迎梅