

文章编号:1009-9603(2020)01-0075-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.011

# 边水断块油藏水平井组CO<sub>2</sub>协同吞吐 注入量优化实验研究

王志兴<sup>1</sup>,赵凤兰<sup>2</sup>,冯海如<sup>1</sup>,宋黎光<sup>1</sup>,李妍<sup>1</sup>,郝宏达<sup>1</sup>

(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. 中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249)

**摘要:**针对边水断块油藏单口水平井CO<sub>2</sub>吞吐过程中气体波及体积小、有效期短等问题,采用室内物理模拟实验方法,研究并优化了水平井组CO<sub>2</sub>协同吞吐注入量,分析边水断块油藏CO<sub>2</sub>吞吐控水增油效果。采用自行设计的三维水平井组开发物理模型,进行水平井组CO<sub>2</sub>吞吐实验,分析不同注入量的吞吐闷井压力变化以及开井的生产动态,并结合CO<sub>2</sub>气体本身物理性质以及其与原油的高温高压物性分析结果,明确了注入量对边水断块油藏水平井组CO<sub>2</sub>吞吐的影响机理,优化了实验条件下的注入量。实验结果表明:当CO<sub>2</sub>注入量由0.07 PV增至0.14 PV时,井组综合含水率降幅由0.72%扩大至5.93%,增油量由31.4 mL增至148.7 mL,增加注入量对水平井组CO<sub>2</sub>吞吐的控水增油效果促进明显;当CO<sub>2</sub>注入量增至0.14 PV时,采出程度增幅虽达22.36%,标况下累积产气量却高达8 050 mL,气体利用率降低。CO<sub>2</sub>控水增油的主要机理为:一定压力条件下,CO<sub>2</sub>的压缩系数降低,注入过程中能量损失小,促进气体进入地层,增加了气体波及范围;原油中CO<sub>2</sub>组分增加,原油流动性增强;增加注气量,提高注入气的波及效率。

**关键词:**注入量;水平井组;CO<sub>2</sub>吞吐;边水断块油藏;气体利用率

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

## Experimental research on injection volumes optimization of CO<sub>2</sub> huff and puff in horizontal well group in fault block reservoirs with edge water

WANG Zhixing<sup>1</sup>, ZHAO Fenglan<sup>2</sup>, FENG Hairu<sup>1</sup>, SONG Liguang<sup>1</sup>, LI Yan<sup>1</sup>, HAO Hongda<sup>1</sup>

(1. Unconventional Oil and Gas Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China;

2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China)

**Abstract:** Problems like small swept volume and short effective period of CO<sub>2</sub> huff and puff for single horizontal well in the fault block reservoirs with edge water. Laboratory physical simulation experiments is conducted to optimize CO<sub>2</sub> injection volumes of huff and puff for a horizontal well group, and to analyze the performance of water controlling and oil increasing of CO<sub>2</sub> huff and puff in the fault block reservoirs with edge water. A 3D physical model of a horizontal well group is designed to model the process of CO<sub>2</sub> huff and puff for a horizontal well group. Changes of soaking pressure with injection volumes of huff and puff are analyzed and production performance during production period are discussed. Combined with physical properties of CO<sub>2</sub> and high-temperature and high-pressure physical properties of crude oil and CO<sub>2</sub>, the impact of CO<sub>2</sub> injection volume on CO<sub>2</sub> huff and puff for the horizontal well group in the fault block reservoirs with edge water is understood and the CO<sub>2</sub> injection volume under the experimental conditions is determined. Experimental results show that when the CO<sub>2</sub> injection volume is increased from 0.07 PV to 0.14 PV, the decline of composite water cut of well groups drops from 0.72% to 5.93%, and increase of oil production rises from 31.4 mL to 148.7 mL. Increase of oil production through CO<sub>2</sub> huff and puff is obvious by enhancing injection volumes. When CO<sub>2</sub> injection volume is increased to 0.14 PV,

收稿日期:2019-07-05。

作者简介:王志兴(1987—),男,河北唐山人,在读博士研究生,从事注气提高采收率物理模拟及相关机理研究。E-mail:zhxwang0315@126.com。

通信作者:赵凤兰(1973—),女,山东商河人,副教授,博士。E-mail:zhfl@cup.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“低渗致密油藏高效提高采收率新技术”(2017ZX05009-004)。

the recovery increase is up to 22.36%, but cumulative gas production is up to 8 050 mL at standard conditions, and the gas utilization efficiency drops. The main mechanism of water controlling and oil increasing by CO<sub>2</sub> is that the decrease of CO<sub>2</sub> isothermal compressibility at certain pressure makes it possible to inject gas with relatively low energy loss and enlarge swept volume. Meanwhile, the crude oil intends to be more flowable with the increase of CO<sub>2</sub> composition in the crude oil. The swept efficiency of the injected gas may be improved with the increase of injection volumes.

**Key words:** injection volume; horizontal well group; CO<sub>2</sub> huff and puff; fault block reservoirs with edge water; gas utilization efficiency

CO<sub>2</sub>吞吐技术是断块油藏有效的开发手段之一<sup>[1-4]</sup>。水平井CO<sub>2</sub>吞吐技术,一方面利用水平井段控制的高泄油面积,增加了注入气与原油的接触面积,改善油井周边的渗流特性,进而降低近井地带的渗流阻力;另一方面注入的CO<sub>2</sub>溶解并改变原油物性,增强原油流动性,同时注入气在多孔介质中形成的“贾敏效应”可以起到控抑边底水的作用<sup>[5-10]</sup>。然而,单口水平井注气吞吐作用范围小,波及体积有限,控水增油有效期短,同时断块油藏不规则的井网分布限制了水平井单井注CO<sub>2</sub>控水增油效果<sup>[11-12]</sup>。结合边水断块油藏实际开发井网部署特征,采用水平井组CO<sub>2</sub>协同吞吐的注气方式,可进一步扩大注入气在油藏内的波及范围,因此,有必要率先进行物理模拟方法,评价水平井组注气吞吐的开发效果。针对冀东油田某浅层边水作用断块油藏开发特征,利用自行设计的三维边水断块油藏水平井组开发室内模拟物理模型<sup>[13-14]</sup>,进行水平井组CO<sub>2</sub>吞吐物理模拟实验,研究CO<sub>2</sub>注入量(简称注入量)对井组吞吐的影响效果并进行优化,结合高温高压条件下CO<sub>2</sub>性质及其与地层原油的相互作用特征,分析注入量对水平井组CO<sub>2</sub>吞吐控水增油效果的影响机理,以期在现场注入量优化及效果分析提供基础数据和理论依据。

## 1 实验器材及方法

### 1.1 实验器材

实验仪器主要包括:恒温箱、Teledyne 高精度ISCO 柱塞泵、手动计量泵、高温高压活塞容器、三维高压径向流岩心夹持器(图1)、高精度气体流量计量装置、气液分离装置、高精度压力传感器及配套数据处理系统软件等,实验设备及流程详见文献<sup>[10]</sup>。

实验用油为冀东油田某浅层边水断块油藏模拟油,由脱水原油与煤油复配得到,60℃下模拟油黏度为189 mPa·s,密度为0.89 g/cm<sup>3</sup>。实验用水为冀东油田模拟地层水,总矿化度为937 mg/L,水型为

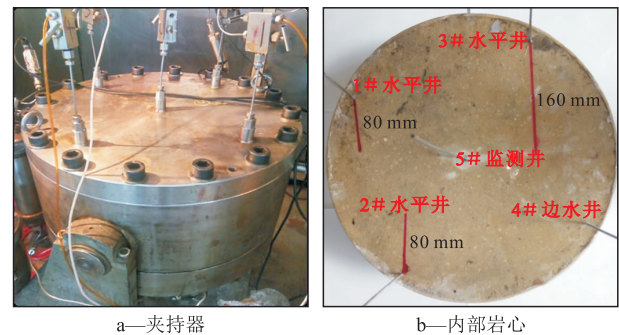


图1 三维高压径向流岩心夹持器及三维水平井组开发实物模型

Fig.1 Core holder of 3D radius flow model under high-pressure and 3D actual model of horizontal well group

NaHCO<sub>3</sub>型。实验气体为CO<sub>2</sub>,纯度为99.99%。

### 1.2 实验方法

实验温度设定为60℃,回压设置为1 MPa,4组实验的物理模型的基本物理参数如表1所示。具体实验步骤为:①测量模型尺寸,计算视体积。②抽真空,饱和地层水,计算模型孔隙体积。③饱和模拟油,老化48 h,计算初始含油饱和度。④模拟边水驱替至一口井含水率达到98%时关井,记录油井的产油量和产水量,计算模拟天然能量开采阶段的采出程度。⑤3口水平井同时注入CO<sub>2</sub>,当监测井(5#)压力增至3 MPa时关井,闷井24 h。⑥3口水平井同时开井,且保持边水恒压注入,分别记录每口井的产油量、产水量及产气量,当模型综合含水率达到98%时关井,结束实验。⑦本实验条件下CO<sub>2</sub>注入量的记录方法为通过测定监测井的压力来实现,即在相同初始压力条件下同时注入CO<sub>2</sub>气体,当监测井的压力达到实验设计的数值时停止注气,通过注

表1 不同注入量下CO<sub>2</sub>吞吐实验的物理模型参数  
Table 1 Basic physical parameters of physical models of CO<sub>2</sub> huff and puff experiments with different injection volumes

实验编号	注入压力 (MPa)	视体积 (mL)	孔隙体积 (mL)	孔隙度 (%)	含油饱和度 (%)
1	3.0	5 652	842	14.90	65.32
2	5.0	5 652	839	14.84	66.61
3	7.5	5 652	810	14.33	64.56
4	10.0	5 652	845	14.95	68.69

入模型内部气体压力计算CO<sub>2</sub>的注入量。其他注入量条件下监测井的压力分别为5, 7.5和10 MPa。

CO<sub>2</sub>注入量计算方法为:通过监测井压力计算得到CO<sub>2</sub>的注入量,即在气体容器体积固定的条件下,通过CO<sub>2</sub>状态方程计算恒定体积容器内注气前后的密度差即可得到注入量。用密度表示的注入气状态方程为:

$$pM_{\text{CO}_2} = Z\rho_{\text{CO}_2}RT \quad (1)$$

注气前后恒定体积容器的密度差为:

$$\Delta\rho = \rho_1 - \rho_2 = \left( \frac{p_1}{Z_1} - \frac{p_2}{Z_2} \right) \frac{M_{\text{CO}_2}}{RT} \quad (2)$$

本实验条件下,CO<sub>2</sub>注入容器的容量为1 L,注气质量即为容器体积与注气前后容器内气体密度差的乘积;同理,根据CO<sub>2</sub>状态方程,计算得到的注气质量可转换为实验条件下的注气体积以及标况下的注气体积,其计算式为:

$$pV = Z \frac{m_{\text{CO}_2}}{M_{\text{CO}_2}} RT \quad (3)$$

不同水平井组CO<sub>2</sub>吞吐实验的注气质量和注气体积如表2所示。

表2 不同水平井组CO<sub>2</sub>吞吐实验注入量计算结果

Table2 Calculated injection volumes of CO<sub>2</sub> huff and puff experiments for different horizontal well groups

实验编号	注气压力 (MPa)	注气质量 (g)	注气量(PV)	
			实验条件	标况
1	3	3.294	0.07	2.198 7
2	5	8.420	0.10	5.123 3
3	7.5	18.030	0.13	9.719 4
4	10	33.431	0.14	13.803 5

## 2 实验结果与分析

### 2.1 不同注入量下水平井组吞吐闷井过程中压力变化

闷井过程中,模型内部压力随时间变化的关系分为迅速降低和平缓降低2个阶段(图2)。60℃恒温条件下,模型内部3口水平井同时注气,增加了气体与原油的接触面积,气体与原油接触更易溶解,模型内部压力迅速降低;随着CO<sub>2</sub>在原油中溶解量的增加,模型内部压力降低幅度逐渐变小直至达到溶解平衡。当闷井初始压力为3 MPa(对应注入量为0.07 PV)时,平衡压力稳定在1.71 MPa,降幅为1.29 MPa;当闷井初始压力升至10 MPa(对应注入量

为0.14 PV)时,平衡压力为6.72 MPa,降幅为3.28 MPa。结果表明,随着闷井初始压力的升高,闷井过程中的压力降幅增加,平衡压力也相应升高,说明高压条件下CO<sub>2</sub>在地层流体中的溶解量增加,同时溶解平衡压力高有助于保持地层能量。

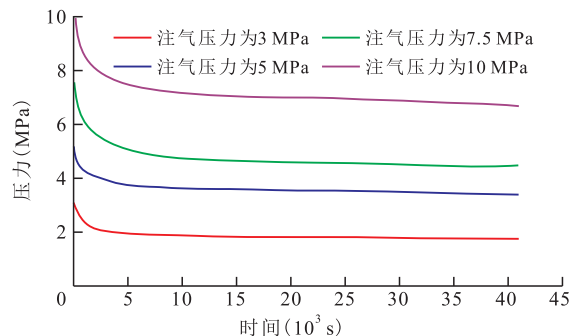


图2 不同CO<sub>2</sub>注入量下水平井组吞吐闷井过程中压力变化

Fig.2 Pressure changes during soaking of CO<sub>2</sub> huff and puff in horizontal well group with different injection volumes

### 2.2 不同注入量下吞吐后生产动态分析

由闷井后的井组生产动态曲线可以看出:当注入量为0.07 PV时,井组整体含水率由初期86.82%降至86.10%,降幅仅为0.72%;阶段增油量为31.4 mL,累积产气量为1 189 mL(后续产气量未说明均为标况下产气量)(图3a),生产结束后边水的等效注入体积为0.42 PV。当注入量增至0.10 PV时,井组整体含水率由初期最高的82.13%降至79.59%,降幅为2.54%;阶段增油量为70.6 mL,累积产气量为2 625 mL(图3b),生产结束后边水的等效注入体积为0.52 PV。当井组吞吐注入量增至0.13 PV时,井组整体含水率由初期的84.57%降至79.47%,降幅为5.10%,阶段增油量为94.9 mL,累积产气量为5 022 mL(图3c),生产结束后等效注入总体积为0.60 PV。当井组吞吐的注入量进一步增至0.14 PV时,井组整体含水率由初期77.74%降至71.81%,降幅为5.93%,阶段增油量为148.7 mL,累积产气量为8 050 mL(图3d),生产结束后边水的等效注入体积为0.65 PV。

对比不同注入量下井组生产动态曲线(图3)可以看出,当注入量由0.07 PV增至0.14 PV时,井组控制范围内综合含水率降幅由0.72%增至5.93%,吞吐后边水注入体积也由0.42 PV相应的增至0.62 PV,累积产油量由31.4 mL增至148.7 mL,累积产气量增幅最明显,由1 189 mL增至8 050 mL。可见,通过提高井组CO<sub>2</sub>吞吐的注入量方式,能够降低井组综合含水率,扩大井组综合含水率降幅,增强CO<sub>2</sub>的



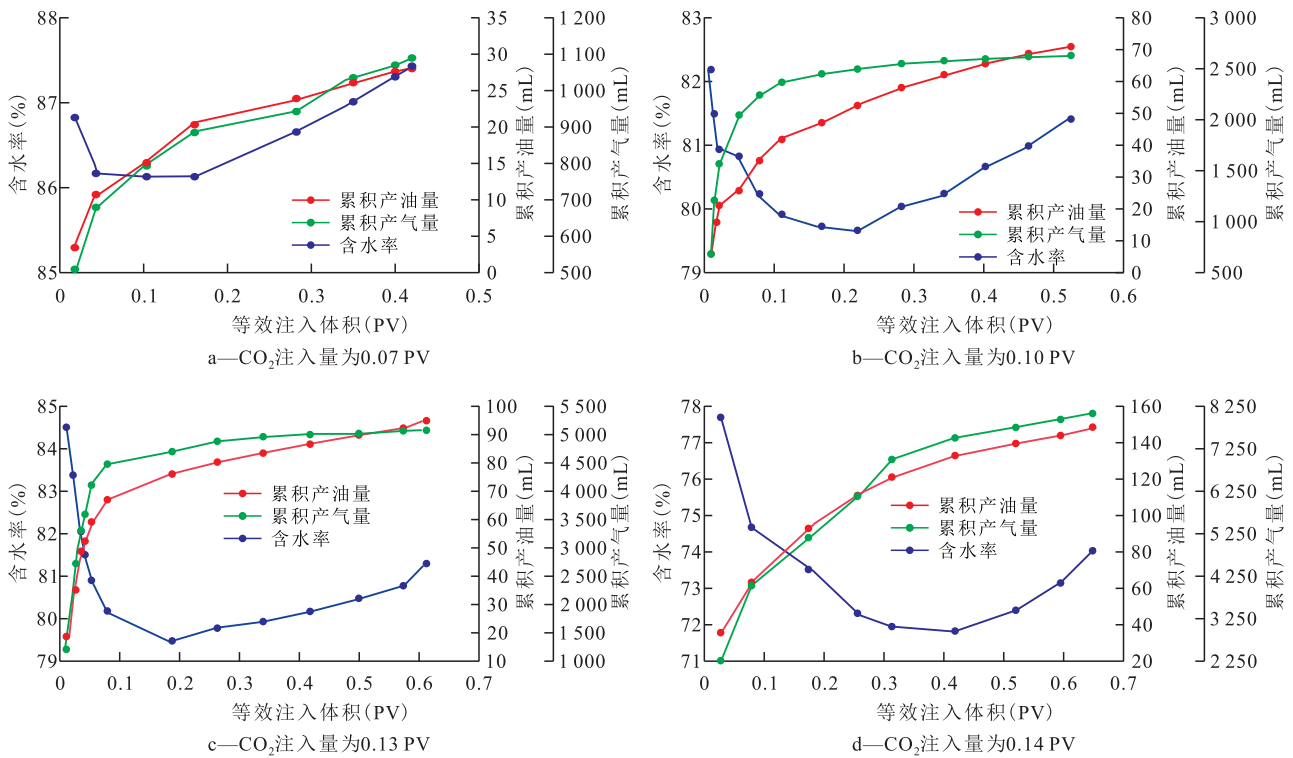


图3 不同注入量下闷井后井组生产动态曲线

Fig.3 Production curves of horizontal well group with different CO<sub>2</sub> injection volumes after soaking

控水效果,延长了注气吞吐控水的有效期,增油效果显著;但从产气量角度分析,增加注入量,井组累积产气量大幅增加,降低了注入气的使用效率。杜勇等研究发现,增加注入量补充了地层的压力,降低了油水界面<sup>[11,15]</sup>。此外,本实验中增加了注气吞吐的水平井数量,以井组形式同时注气吞吐,同时提高了气体的注入量,二者的结合促进了注入气与地层流体接触面积和作用范围,使气体的“贾敏效应”充分发挥,水相注入气波及到的区域渗流阻力大幅增加,恢复生产后地层水不易重新快速推进,可有效抑制底水锥进,进而强化了CO<sub>2</sub>的控水效果。

### 2.3 不同注入量下采出程度增幅及气体利用率

井组内部各个水平井采出程度增幅结果(图4)显示,标况注入量为2.198 7 PV(对应注入量为0.07 PV,)时,远离边水的1#和2#水平井采出程度增幅分别为2.60%和2.02%,靠近边水的3#水平井采出程度增幅为1.25%;当标况注入量增至13.803 5 PV时,1#、2#和3#水平井的采出程度增幅分别为10.36%, 8.06%和3.94%,相比前者分别增加了9.76%,4.04%和2.69%,可见,CO<sub>2</sub>协同吞吐的增油量主要来自水平井1#和2#,两口井与3#相比距离边水井(5#)较远,剩余油分布较多。同时,实验过程中存在15°的地层倾角<sup>[10]</sup>,边水井5#位于最低位置,三口水平井形成了高(1#)、中(2#)、低(3#)三个不

同高度的构造部位,闷井过程中CO<sub>2</sub>在重力分异作用下,更容易波及较高部位的生产井。增加注入量,气体向高部位聚集更多,进一步增加径向流内部CO<sub>2</sub>的波及范围。

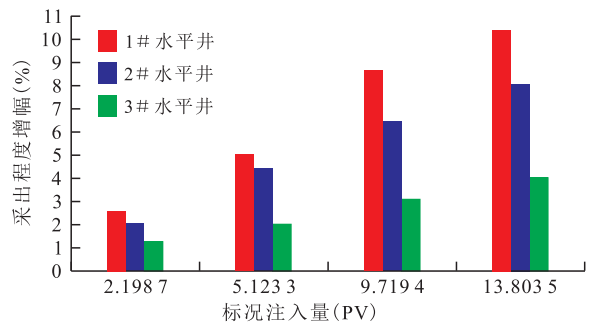


图4 不同注入量下井组内部各水平井采出程度增幅对比  
Fig.4 Comparison of recovery increase of each horizontal well with different CO<sub>2</sub> injection volumes

从注入量与井组整体的采出程度增幅和换油率关系(图5)可以看出,标况注入量为13.803 5 PV时,井组采出程度增幅最高,为22.36%,高注入量获得了高采出程度增幅,但结合不同注入量下井组生产动态曲线产气结果(图3)可知,累积产气量随注入量的增加而大幅度增长,注气的经济性降低。与此同时,井组采出程度在标况注入量为9.719 4 PV的增幅比5.123 3 PV的高6.87%,而仅比13.803 5 PV的低4.21%,单位注气体积的增油幅度降低。即标况注入量超过9.719 4 PV后,换油率变化幅度不

明显,说明注入量增加,注入气的利用率降低。由此看出,水平井组注气吞吐注入量设计应平衡与采出程度增幅和注气经济性的关系。

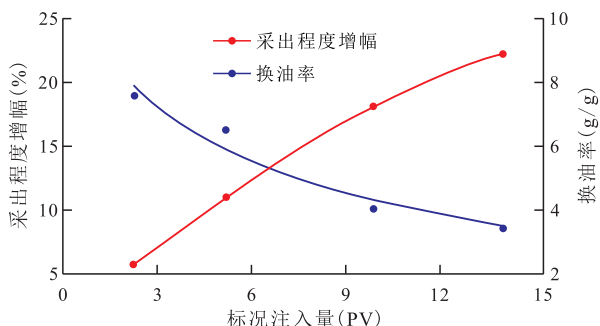


图5 CO<sub>2</sub>注入量与水平井组采出程度增幅和换油率的关系

Fig.5 Relationships among CO<sub>2</sub> injection volumes, recovery increase and oil exchange ratio of a horizontal well group

分析井组不同注入量下的吞吐效果可知,标况注入量为9.719 4 PV时,井组增油效果相对理想,气体利用率较高。当注入量较低时,地层能量补充不足,作用范围有限,各部位生产井采出程度增幅有限,无法充分发挥水平井组协同吞吐的优势;当注入量过高时,注入气将近井地带的原油推至远井端,孔隙多被自由气和边水占据,开井瞬间的高生产压差导致产气量激增,地层能量并未真正得到补充,气体利用率较低。因此,只有合适的CO<sub>2</sub>注入量,地层能量得到补充,将突进的边水推向远井端,降低油水界面;在开井生产过程中,CO<sub>2</sub>在近井地带运移速度适中,保证与剩余油充分接触,发挥膨胀增能作用,使各部位生产井产气量和产液量均匀。本实验条件下,水平井组最优的注入量为0.13 PV。

### 2.4 不同注气条件下CO<sub>2</sub>压缩性

本实验条件下,CO<sub>2</sub>的注入量通过注气压力计算得到,分析实验条件下气体压缩性与压力的关系十分必要,因此选择等温压缩系数与对应实验条件下压力的关系进行研究。结果(图6)表明,当压力

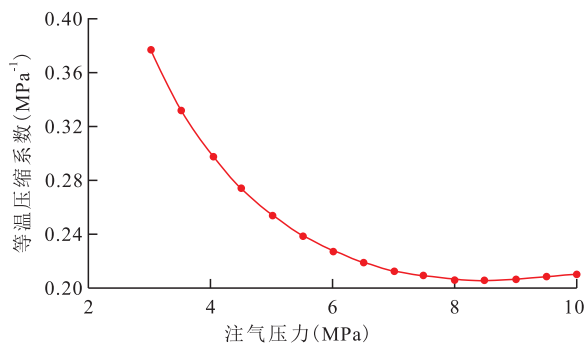


图6 60 °C下CO<sub>2</sub>等温压缩系数随压力的变化

Fig.6 Change of CO<sub>2</sub> isothermal compressibility with experimental pressures at 60 °C

由3 MPa升高至10 MPa时,CO<sub>2</sub>的等温压缩系数先大幅下降后缓慢升高;当注气压力为3~8.5 MPa时,CO<sub>2</sub>的等温压缩系数由0.377 16 MPa<sup>-1</sup>最低降至0.205 47 MPa<sup>-1</sup>,但当注气压力超过5 MPa后降幅变缓,即CO<sub>2</sub>单位压力下体积变化率降低;当注气压力超过8.5 MPa后,等温压缩系数缓慢增大。因为,注气压力超过5 MPa后,CO<sub>2</sub>相态由气态逐渐转变为超临界状态,物性也相应发生改变。现场注CO<sub>2</sub>过程中,主要介于气态与超临界状态之间,在等温条件下,增加注入CO<sub>2</sub>的压力,气体压缩性降低,使注气过程的能量损失减小,促进气体进入地层深处。

### 2.5 CO<sub>2</sub>含量对地层原油物性的影响

为进一步分析CO<sub>2</sub>注入量对井组吞吐效果的影响,进行了高压物性实验,分析CO<sub>2</sub>含量与地层原油高压物性的关系。由表3可见,地层条件下,原油体积膨胀系数随溶解原油中的CO<sub>2</sub>含量增加而升高,当CO<sub>2</sub>含量达到30 mol%时,原油体积膨胀系数增至1.083 5。增加CO<sub>2</sub>注入量,地层原油体积膨胀更明显。同时,注入CO<sub>2</sub>后,地层条件下原油的饱和压力最高升至9.389 MPa,气油比增至35.5 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。通过提高注气压力增加注入量,更多CO<sub>2</sub>溶解在原油中,原油膨胀明显。在吞吐开井生产阶段,压力逐渐下降,溶解的气体逐渐从原油中析出,形成的“泡沫油”降低了渗流阻力,增加原油流动性,最终促进原油流入井底。

表3 不同CO<sub>2</sub>含量下地层原油高压物性变化  
Table3 PVT changes of in-place oil with different CO<sub>2</sub> mole fractions

含量 (mol%)	体积膨胀系数	饱和压力 (MPa)	气油比 (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
0	1	7.189	0
5	1.013 8	7.604	5.9
10	1.027 7	7.995	11.8
20	1.055 5	8.714	23.7
30	1.083 5	9.389	35.5

## 3 结论

在模拟边水作用的油藏条件下,水平井组CO<sub>2</sub>吞吐具有一定的控水增油效果,增加CO<sub>2</sub>注入量,含水率降幅明显,产油量增加,产气量随之大幅增加,需优化注入量以缓解井组控水增油与产气量过高之间的矛盾。

注入量为0.13 PV(60 °C, 7.5 MPa)时的水平井组CO<sub>2</sub>吞吐的控水增油效果明显高于注入量为0.10 PV时,同时产气量明显低于0.14 PV注入量时,且在

高含油饱和度的生产井采出程度较高,因此,本实验条件下水平井组CO<sub>2</sub>最优注入量为0.13 PV,既保证了注入气控水增油效果,气体利用率也相对合理。

对应注气条件下(60℃,7.5MPa),CO<sub>2</sub>的等温压缩系数最低,即注气过程中能量损失最小,进而能波及更深更广的范围;CO<sub>2</sub>含量越大,地层原油膨胀越明显,饱和压力增加,溶解气油比升高,原油流动性增强,从而使更多原油流出地层。

### 符号解释

$p$ ——实验压力,MPa; $M_{\text{CO}_2}$ ——CO<sub>2</sub>摩尔质量,g/mol;  
 $Z$ ——气体压缩因子; $\rho_{\text{CO}_2}$ ——CO<sub>2</sub>密度,g/cm<sup>3</sup>; $R$ ——气体常数,J/(mol·K),取值为8.314; $T$ ——温度,K; $\Delta p$ ——注气前后容器密度差,g/cm<sup>3</sup>; $\rho_1$ ——注气前容器密度,g/cm<sup>3</sup>; $\rho_2$ ——注气后容器密度,g/cm<sup>3</sup>; $p_1, p_2$ ——注气前、后容器压力,MPa;  
 $Z_1, Z_2$ ——注气前、后气体压缩因子; $V$ ——注入气体积,mL;  
 $m_{\text{CO}_2}$ ——CO<sub>2</sub>质量,g。

### 参考文献

- [1] 郭省学.CO<sub>2</sub>改善单56超稠油油藏蒸汽吞吐效果实验[J].大庆石油地质与开发,2018,37(4):122-126.  
GUO Shengxue.Experiment of CO<sub>2</sub> improved steam huff and puff effects for Shan-56 ultra-heavy oil reservoir[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2018,37(4):122-126.
- [2] 陈举民,李进,曹红燕,等.浅层稠油油藏水平井CO<sub>2</sub>吞吐机理及影响因素[J].断块油气田,2018,25(4):515-520.  
CHEN Jumin, LI Jin, CAO Hongyan, et al.Mechanism and influence factors for CO<sub>2</sub> huff and puff of horizontal flooding in shallow and thin heavy oil reservoir [J].Fault-Block Oil & Gas Field, 2018,25(4):515-520.
- [3] 谈士海,周正平,刘伟,等.复杂断块油藏CO<sub>2</sub>吞吐试验及效果分析[J].石油钻采工艺,2002,24(4):56-59.  
TAN Shihai, ZHOU Zhengping, LIU Wei, et al.Trial and effect analysis of CO<sub>2</sub> huff and puff in complex fault reservoir [J].Oil Drilling & Production Technology,2002,24(4):56-59.
- [4] 马海粟,王波,严晓明.复杂断块油藏CO<sub>2</sub>吞吐参数的优化及矿场试验[J].油气藏评价与开发,2016,6(1):40-43.  
MA Haisu, WANG Bo, YAN Xiaoming.Parameter optimization and field test of CO<sub>2</sub> huff and puff of complex fault reservoir [J].Reservoir Evaluation and Development,2016,6(1):40-43.
- [5] 刘建仪,李牧,刘洋,等.注CO<sub>2</sub>吞吐微观机理可视化实验[J].断块油气田,2017,24(2):230-232.  
LIU Jianyi, LI Mu, LIU Yang, et al.Visualization experiment on micro mechanism of CO<sub>2</sub> huff and puff [J].Fault-Block Oil & Gas Field,2017,24(2):230-232.
- [6] 孙雷,庞辉,孙扬,等.浅层稠油油藏CO<sub>2</sub>吞吐控水增油机理研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2014,36(6):88-94.  
SUN Lei, PANG Hui, SUN Yang, et al.Mechanism study on water control and enhanced oil recovery by CO<sub>2</sub> huff-puff for shallow heavy oil reservoir [J].Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition,2014,36(6):88-94.
- [7] 刘怀珠,李良川,吴均.浅层断块油藏水平井CO<sub>2</sub>吞吐增油技术[J].石油化工高等学校学报,2014,27(4):52-56.  
LIU Huaizhu, LI Liangchuan, WU Jun.CO<sub>2</sub> huff and puff technology on horizontal well of shallow fault-block reservoir [J].Journal of Petrochemical Universities,2014,27(4):52-56.
- [8] 李鹏华,李兆敏,李宾飞,等.封闭油藏注气增能降粘提高采收率研究[J].石油化工高等学校学报,2010,23(4):56-59,63.  
LI Penghua, LI Zhaomin, LI Binfei, et al.Enhancing bounded reservoir oil recovery by injecting gas to increase energy and decrease viscosity [J].Journal of Petrochemical Universities,2010,23(4):56-59,63.
- [9] 刘晓强,曲占庆,杜勇.底水油藏CO<sub>2</sub>控水实验[J].断块油气田,2016,23(3):350-353.  
LIU Xiaoqiang, QU Zhanqing, DU Yong.Experiment research on water control with CO<sub>2</sub> in bottom water reservoir [J].Fault-Block Oil & Gas Field,2016,23(3):350-353.
- [10] 王志兴,赵凤兰,侯吉瑞,等.断块油藏水平井组CO<sub>2</sub>协同吞吐效果评价及注气部位优化实验研究[J].石油科学通报,2018,3(2):183-194.  
WANG Zhixing, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al.Synergistic effects during CO<sub>2</sub> huff and puff of horizontal well groups in a fault-block reservoir and gas injection optimization under laboratory conditions [J].Petroleum Science Bulletin,2018,3(2):183-194.
- [11] 杜勇.底水稠油油藏水平井复合增产技术[J].石油钻探技术,2016,44(1):67-72.  
DU Yong.Compound stimulation techniques for heavy oil reservoirs with bottom water [J].Petroleum Drilling Techniques,2016,44(1):67-72.
- [12] 王鹏,赵凤兰,侯吉瑞,等.氮气泡沫吞吐抑制潜山底水油藏水平井底水锥进实验研究[J].油气地质与采收率,2018,25(5):110-115.  
WANG Peng, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al.An experimental study of horizontal bottom water coning control with nitrogen foam huff and puff in buried-hill reservoirs [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2018,25(5):110-115.
- [13] 赵凤兰,王志兴,侯吉瑞,等.一种边水油藏水平井组注气吞吐的物理模拟方法:CN105781505A [P].2016-07-20.  
ZHAO Fenglan, WANG Zhixing, HOU Jirui, et al.A physical simulation method of gas huff and puff of horizontal well group with edge aquifers:CN105781505A [P].2016-07-20.
- [14] 侯吉瑞,唐永强,王凤刚,等.具涂层的岩心、岩心夹持器防腐蚀法及岩心驱替实验方法:CN103257101A [P].2013-08-21.  
HOU Jirui, TANG Yongqiang, WANG Fenggang, et al.A corrosion prevention relevant core flooding method of core and core holder:CN103257101A [P].2013-08-21.
- [15] 吕建波.稠油水平井二氧化碳吞吐控水规律数值模拟研究 [D].北京:中国石油大学(北京),2016.  
LÜ Jianbo.Numerical simulation study of CO<sub>2</sub> huff and puff about the laws on water control in the horizontal wells of heavy oil [D].Beijing:China University of Petroleum(Beijing),2016.