

# 可视装置中 CO<sub>2</sub> 与正戊烷 或原油接触特征和表征方法

章星<sup>1</sup>, 王珍珍<sup>2</sup>, 王帅<sup>3</sup>, 李芳<sup>3</sup>, 刘红现<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区 石油学院, 新疆 克拉玛依 834000;

2. 新疆油田公司 采油一厂地质所, 新疆 克拉玛依 834000; 3. 新疆油田公司 采油二厂地质所, 新疆 克拉玛依 834000)

**摘要:** CO<sub>2</sub>混相驱油过程复杂, 其中包括传质、对流和相变等问题, 有些机理尚不明确, 需要进行深入研究。采用联合研制的 CO<sub>2</sub>混相可视驱油实验装置, 恒定不同的实验压力, 研究 CO<sub>2</sub>在不同相态下与正戊烷、原油的垂直静态变化特征。CO<sub>2</sub>和正戊烷、原油在不同压力下表现为不同的接触形态, 正戊烷、原油相对高度-时间曲线为幂函数关系, 低压时曲线也可为近似线性变化。提出了“溶解膨胀速率”, 不同压力条件下 CO<sub>2</sub>-正戊烷、原油溶解膨胀速率随着时间变化呈减小趋势, 变化曲线均为负对数关系; 影响正戊烷、原油相对高度和 CO<sub>2</sub>-正戊烷、原油溶解膨胀速率的因素主要是压力和流体。

**关键词:** 溶解膨胀速率; 正戊烷; 原油; CO<sub>2</sub>混相驱油; 油田开发

中图分类号: TE341

文献标识码: A

## Visual contact characteristics and characterization of the CO<sub>2</sub> and *n*-pentane/crude oil interface

Zhang Xing<sup>1</sup>, Wang Zhenzhen<sup>2</sup>, Wang Shuai<sup>3</sup>, Li Fang<sup>3</sup>, Liu Hongxian<sup>1</sup>

(1. Faculty of Petroleum, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000, China; 2. Geological Research Institute, No. 1 Oil Production Plant, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China; 3. Geological Research Institute, No. 2 Oil Production Plant, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

**Abstract:** CO<sub>2</sub> miscible flooding is complex, including mass transfer, convection, phase transition and other issues. Some mechanisms are not clear and need in-depth study. The static characteristics of *n*-pentane or crude oil and CO<sub>2</sub> in different phases were studied by using a CO<sub>2</sub> miscible flooding visual device under different experimental pressures. CO<sub>2</sub> and *n*-pentane or crude oil show different contact characteristics under different pressures. The relationship between *n*-pentane or crude oil relative height and time is a power function, and the curve at low pressure can also be approximately linear. The dissolution swelling rate of CO<sub>2</sub> vs. *n*-pentane or crude oil under different pressure conditions shows a decreasing trend with time, and the curves are negative logarithmic. The factors influencing the relative height of *n*-pentane or crude oil and the dissolution swelling rate of CO<sub>2</sub> vs. *n*-pentane or crude oil are mainly pressure and fluid properties.

**Key words:** dissolution swelling rate; *n*-pentane; crude oil; CO<sub>2</sub> miscible flooding; oil field exploration

CO<sub>2</sub>作为商业用途用于开发地层剩余原油已经超过40年<sup>[1-3]</sup>, 在轻质油藏和中等黏度油藏的EOR技术中, CO<sub>2</sub>驱油成功地占取了很大范围, 可以提高石油采收率8%~16%, 而且能够显著地减少温室气体的排放<sup>[4-7]</sup>。前人研究认为CO<sub>2</sub>驱油的机理包括: 原油黏度降低、原油膨胀效应、界面张力减小、轻质组分抽提、非混相驱替和混相驱替<sup>[8-16]</sup>。CO<sub>2</sub>混相驱是指在多孔介质中一种流体

驱替另一种流体, 2种流体之间发生扩散和传质作用, 从而使得两种流体互相溶解, 消除界面张力, 毛细管数无限大, 残余油饱和度降到最低<sup>[17-24]</sup>。

目前, 如何描述CO<sub>2</sub>注入过程中油气界面变化特征、界面传质过程及油气组分变化规律, 以及如何影响CO<sub>2</sub> EOR在很大程度上仍然是未知的<sup>[25-29]</sup>。本文采用联合研制的CO<sub>2</sub>混相可视驱油实验装置, 在可视条件下, 研究CO<sub>2</sub>与正戊烷、原油

收稿日期: 2016-12-06; 修订日期: 2017-03-30。

作者简介: 章星(1984—), 男, 博士, 讲师, 从事油气田开发研究。E-mail: zhangxingchina@126.com。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划“973”计划项目(2011CB707300)和中国石油大学(北京)克拉玛依校区引进人才科研启动基金(RCYJ2016B-01-012)资助。

在不同实验压力条件下的接触特征,确立表征方法,分析影响实验特征的主要因素。

## 1 实验简介

### 1.1 可视装置

CO<sub>2</sub>混相可视驱油实验装置由中国石油大学(北京)和北京永瑞达科贸有限公司联合研制,装置包括细长玻璃管和包围在其之外的密闭容器。每个密闭容器内有2根细长玻璃管,每根细长玻璃管有2个前后通透可视窗口。密闭容器中填充包围在细长玻璃管之外的、平衡细长玻璃管内外压力的保护流体。影像及实验数据采用摄像云台及电脑软件跟踪系统,从而完成影像拍摄和数据采集。该装置可以实现整个驱油过程的可视化,为实验提供有利的观测手段。

### 1.2 流体参数

烷烃采用正戊烷,密度 0.626 g/cm<sup>3</sup>,沸点 36.1 °C,无色透明液体,用染色剂进行上色处理(深蓝色),方便观察与记录。原油采用地面脱气油,密度 0.77 g/cm<sup>3</sup>,黏度 12.54 mPa·s。石油醚密度为 0.64 g/cm<sup>3</sup>,沸点 40 °C,主要为戊烷和己烷的混合物。实验用 CO<sub>2</sub>的纯度为 99.9%。

### 1.3 流程与步骤

在实验过程中,可视模块采用垂直放置的方法,用以排除重力差异因素带来的分层现象。CO<sub>2</sub>与正戊烷、原油实验均为静态实验,即可视管中的流体为不可流动流体,采用恒定 CO<sub>2</sub>压力的方法进行实验,实验流程见图 1。

实验步骤:(1)设定恒温箱温度 35 °C,加载围压;(2)采用石油醚清洗可视管和相关管线,并用 CO<sub>2</sub>吹干;(3)从可视模块底部注入正戊烷或原油,至可视管 1/3~1/2 处;(4)从可视模块顶部注入 CO<sub>2</sub>,并保持恒定压力,观察实验现象与记录相关数据;(5)排出可视管内的流体,重复步骤(2)~(4);(6)多次实验,检验可重复性,确定 CO<sub>2</sub>的加压方式,并注意调节围压;(7)标定 CO<sub>2</sub>与正戊烷

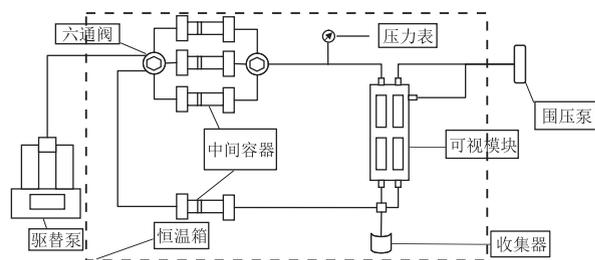


图1 可视实验流程

Fig.1 Visual schematic of the experimental set-up

或原油的混相特征,并确定各自的观察标准。

## 2 结果与特征

### 2.1 CO<sub>2</sub>与正戊烷

#### 2.1.1 理想和实际情况

在理想情况下,认为当 CO<sub>2</sub>和正戊烷初次接触时会有比较明显的界面特征,呈凹型,这是由于存在界面张力;随着时间变化,CO<sub>2</sub>和正戊烷之间不断扩散与溶解,会出现一个过渡区间,整个视窗从上至下其中的流体颜色会由浅变深(图 2a)。

在实际情况下,并未出现所谓的 CO<sub>2</sub>与正戊烷的过渡区间,而是随着时间推移,正戊烷向上移动,其高度不断增大,视窗中仍会有比较明显的界面。其中正戊烷流体的颜色会稍微变浅一点,但是不明显(图 2b)。

#### 2.1.2 不同压力 CO<sub>2</sub>与正戊烷的特征

(1) CO<sub>2</sub>恒压2MPa实验(图3a),在液面上方

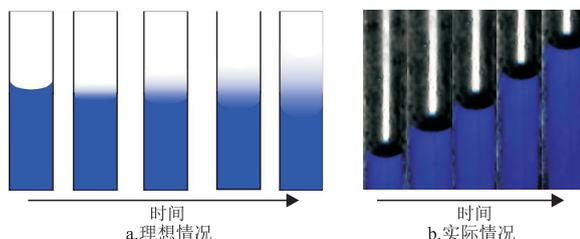


图2 CO<sub>2</sub>与正戊烷理想和实际情况

可视管上部为 CO<sub>2</sub>,下部为正戊烷

Fig.2 Ideal and actual situations of CO<sub>2</sub> and *n*-pentane (blue) as a function of increasing time

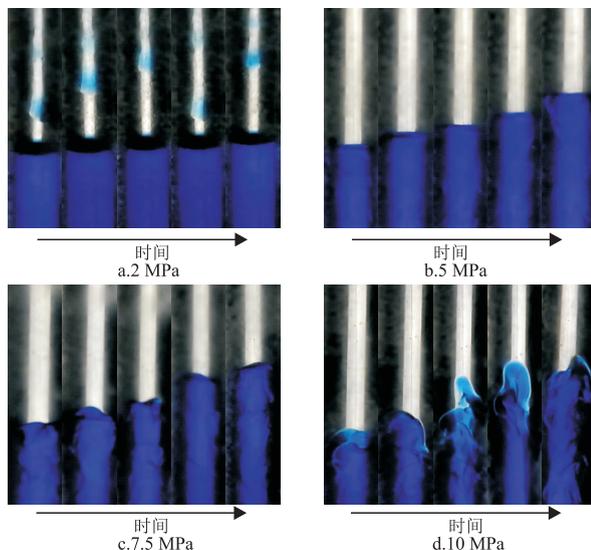


图3 不同压力 CO<sub>2</sub>与正戊烷的特征

可视管上部为 CO<sub>2</sub>,下部为正戊烷

Fig.3 Characteristics of CO<sub>2</sub> and *n*-pentane under different pressures

是气态  $\text{CO}_2$ , 液面下方是深蓝色的正戊烷。实验过程中, 一方面  $\text{CO}_2$  不断向上抽提正戊烷, 正戊烷也不断向上蒸发进入  $\text{CO}_2$  中。当其浓度达到一定程度时, 正戊烷便会凝析, 在液面上方可视管内壁出现浅蓝色的正戊烷液滴, 随后向下流动进入正戊烷中。另一方面,  $\text{CO}_2$  不断向下扩散, 并在正戊烷中进行传质, 进行对流作用, 正戊烷中  $\text{CO}_2$  含量增大。上述两方面共同作用, 使得正戊烷体积膨胀, 从而向上移动, 速度较慢。在该过程中,  $\text{CO}_2$  与正戊烷界面仍呈凹型分布。

(2)  $\text{CO}_2$  恒压 5 MPa 实验(图 3b), 液面上方未出现有液滴凝析的现象, 因为此时  $\text{CO}_2$  向正戊烷中的扩散与传质较快, 还未等到有正戊烷液滴析出, 已被  $\text{CO}_2$  抽提和自身蒸发出的正戊烷就被  $\text{CO}_2$  带入到液面下方的正戊烷中了。该过程中  $\text{CO}_2$  与正戊烷界面呈微凹型或近似平面分布, 正戊烷向上移动速度一般。

(3)  $\text{CO}_2$  恒压 7.5 MPa 实验(图 3c), 在  $\text{CO}_2$  超临界压力附近, 此时  $\text{CO}_2$  的超临界状态不是十分稳定。在临界点附近,  $\text{CO}_2$  超临界流体对温度和压力都特别敏感, 具备气体的黏度和扩散系数, 并具备液体的密度和溶解能力。在实验过程中,  $\text{CO}_2$  和正戊烷进行较强对流作用, 其界面呈“小波浪”形态, 正戊烷向上移动速度快。

(4)  $\text{CO}_2$  恒压 10 MPa 实验(图 3d),  $\text{CO}_2$  为稳定的超临界流体, 可明显观察到  $\text{CO}_2$  和正戊烷的强对流现象, 其界面呈“大波浪”形态, 正戊烷向上呈跳跃式移动, 速度十分快; 在跳跃过程中, 正戊烷内部  $\text{CO}_2$  的扩散与传质现象十分明显, 整个过程中正戊烷颜色变化明显。

## 2.2 不同压力 $\text{CO}_2$ 与原油的特征

(1)  $\text{CO}_2$  恒压 2 MPa 实验(图 4a), 能够清晰看到  $\text{CO}_2$ 、原油两相间的凹型界面。随着时间变化, 在液面下方 3~4 mm 范围内, 出现颜色比较浅的轻烃和中间烃组分区域, 这主要是由  $\text{CO}_2$  的溶解性和抽提性所决定的。该情况发生时间较短, 为 10~20 s, 可见  $\text{CO}_2$  和原油之间的物理反应比较迅速。在 30 s 以后, 烃类过渡区间初步开始形成。30 min 后, 过渡区间已成形, 过渡十分平缓, 如同理想情况, 颜色变化均匀, 从上向下其烃类组成由轻至重。

(2)  $\text{CO}_2$  恒压 5 MPa 实验(图 4b), 加入高压  $\text{CO}_2$  后, 原油受到压缩, 液面降低。在该过程中, 液面上方出现少量轻烃液滴(液滴较大), 随后落入原油中, 发生时间短(约 3 s), 可见高压  $\text{CO}_2$  具有较强的抽提性。随着实验的继续,  $\text{CO}_2$  不断溶入原油

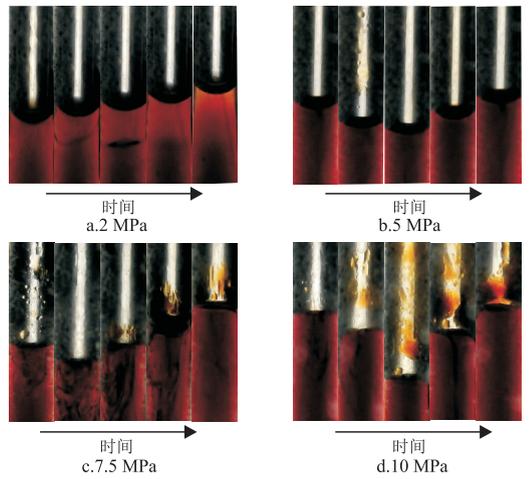


图 4 不同压力  $\text{CO}_2$  与原油的特征  
可视管上部为  $\text{CO}_2$ , 下部为原油

Fig.4 Characteristics of  $\text{CO}_2$  and crude oil under different pressures

中, 液面不断上升, 但是速率较小, 并未出现  $\text{CO}_2$ 、原油过渡区间的形成, 体现为  $\text{CO}_2$  的高溶解性, 使得原油膨胀。

(3)  $\text{CO}_2$  恒压 7.5 MPa 实验(图 4c), 原油受到压缩其液面迅速降低(约 1 cm), 液面上方伴随着大量轻烃液滴落下。随后可见大量  $\text{CO}_2$  向下溶入原油中, 原油液面稍微再次降低, 在液面下方可观察到  $\text{CO}_2$  的扩散与传质。此时  $\text{CO}_2$ 、原油界面波动较大, 在液面下方出现“黑色斑纹”向下扩散, 扩散至底部后反弹向上, 与向下的“黑色斑纹”互相交织。“黑色斑纹”为原油中的重烃组分, 如胶质和沥青质。随后, 原油开始膨胀, 其液面向上移动。液面上方凝析出由  $\text{CO}_2$  抽提出的轻中烃组分, 颜色较浅, 其形态显示为不断向上移动。随着实验的继续, 液面下方的“黑色斑纹”扰动逐渐消失,  $\text{CO}_2$  继续向原油中溶解, 液面上升速率减小。

(4)  $\text{CO}_2$  恒压 10 MPa 实验(图 4d), 原油液面迅速下降约 2 mm, 伴随着少量轻烃液滴(小液滴)落下, 在液面上方出现挂壁液滴。液面继续下降, 速率较小, 下降约 6~7 mm, 该过程中液面下方不断有黑色重烃组分向下落去, 液面上方不断出现挂壁液滴。随后原油液面开始上升, 上方挂壁液滴不断增大并融于上升的原油中, 在液面上方又不断形成新的挂壁液滴。随着  $\text{CO}_2$  的不断溶入, 液面下方一直有重烃组分沉降, 原油颜色较之先前变浅了一些。

## 3 讨论分析

### 3.1 $\text{CO}_2$ 与正戊烷

实验中采用的流体是  $\text{CO}_2$  和正戊烷, 在不同压

力条件下,各自表现为不同的接触形态。不管是凹型(2 MPa)和近平面(5 MPa),还是小波浪(7.5 MPa)和大波浪(10 MPa),实验中均可清晰看见 CO<sub>2</sub>、正戊烷两相间的界面。但是在实验过程中,可以观察到 CO<sub>2</sub>向下不断地溶入正戊烷中,使得正戊烷膨胀,体积增大,其液面在可视管内连续上升。以正戊烷液面为基线,即在加入高压 CO<sub>2</sub>后,被压缩后的正戊烷液面作为起始液面,记录该液面随时间变化的上升高度。

从图 5a 中可以看出,随着时间的变化,不同实验压力条件下正戊烷相对高度呈增长趋势,变化曲线均为幂函数关系。2 MPa 和 5 MPa 实验中,正戊烷相对高度与时间关系曲线呈微凸型(近似线性);7.5 MPa 和 10 MPa 实验中,正戊烷相对高度与时间关系曲线呈凸型。即,在实验前期,正戊烷相对高度变化较快;实验中后期,其变化逐渐减慢。其中,7.5 MPa 和 10 MPa 实验中的正戊烷相对高度要远大于 2 MPa 和 5 MPa 实验中的,表明实验压力越高,正戊烷相对高度变化越大,体积膨胀越大,越利于正戊烷液面上升。

在实验过程中,虽然 CO<sub>2</sub>和正戊烷的界面仍旧存在,但是 CO<sub>2</sub>不断向下溶于正戊烷中,液面下方为 CO<sub>2</sub>和正戊烷的混合流体,并未出现 CO<sub>2</sub>、正戊烷两相流体,互相溶解。考虑此时的实验为静态实验,可以认为 CO<sub>2</sub>和正戊烷混合流体间其两相的界面张力为零。随着实验的继续进行,混合流体中 CO<sub>2</sub>的含量逐渐增大,使得混合流体膨胀,其液面不断上升。

因为在正戊烷接触高压 CO<sub>2</sub>后,整个液面下方都为 CO<sub>2</sub>和正戊烷的混合流体,该混合流体的基础长度即为正戊烷的初始长度,不可排除可视模块出口端外接管线内的正戊烷长度。所以在此提出“溶解膨胀速率”的概念,即混合流体在可视管内的上升速率。即在实验过程中,CO<sub>2</sub>不断向下溶于

正戊烷,二者共同作用,混合流体中 CO<sub>2</sub>含量增大、体积膨胀、液面上升。

不同实验压力条件下,CO<sub>2</sub>-正戊烷溶解膨胀速率随着时间变化呈减小趋势,变化曲线均为负对数关系(图 5b)。其中 2 MPa 和 5 MPa 实验中曲线呈微凹型,对数系数分别为-1.045 2 和-1.785 9。在实验 1 min 后,两者的 CO<sub>2</sub>-正戊烷溶解膨胀速率呈平行方式减小。7.5 MPa 和 10 MPa 实验中曲线呈凹型,对数系数分别为-3.392 5 和-7.571 8,可见二者的 CO<sub>2</sub>-正戊烷溶解膨胀速率随着时间变化其减小较快。

在实验前期,CO<sub>2</sub>-正戊烷溶解膨胀速率减小较快;实验中后期,其变化逐渐减慢。7.5 MPa 和 10 MPa 实验中的 CO<sub>2</sub>-正戊烷溶解膨胀速率要远大于 2 MPa 和 5 MPa 实验中的,表明实验压力越高,CO<sub>2</sub>-正戊烷溶解膨胀速率变化越大,体积膨胀越大,CO<sub>2</sub>-正戊烷液面上升越快。但是随着时间变化,前两者的减小幅度要远大于后两者的,表明 CO<sub>2</sub>向正戊烷内的溶解速率在减小,其体积膨胀速率变小,液面上升减慢。

### 3.2 CO<sub>2</sub>与原油

在静态实验中,不同压力条件下,原油相对高度—时间变化曲线均为幂函数关系(也可近似为线性关系),即原油相对高度呈增长趋势。在低压实验(2 MPa 和 5 MPa)中,原油相对高度随着时间变化增加缓慢;7.5 MPa 实验中的原油相对高度变化较快;10 MPa 实验中的原油相对高度变化最快(图 6a)。

实验原油由多种烃类物质组成,在 2 MPa 实验中,CO<sub>2</sub>为气态,具有弱溶解性和弱抽提性,CO<sub>2</sub>对液面下方较小范围内的原油有一定作用,使得轻中烃组分上升,重烃组分下降。当压力为 5 MPa 时,CO<sub>2</sub>为液态,其扩散和传质一般,使得原油膨胀,液面上升。7.5 MPa 实验中,CO<sub>2</sub>为不稳定超临

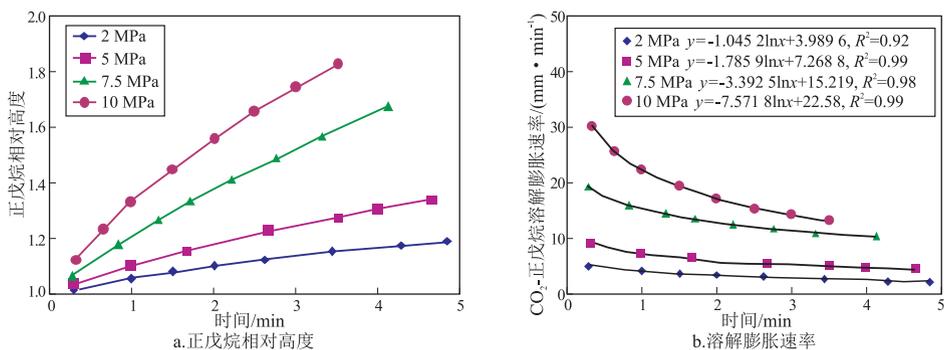


图 5 不同压力 CO<sub>2</sub>下正戊烷相对高度、溶解膨胀速率与时间的关系

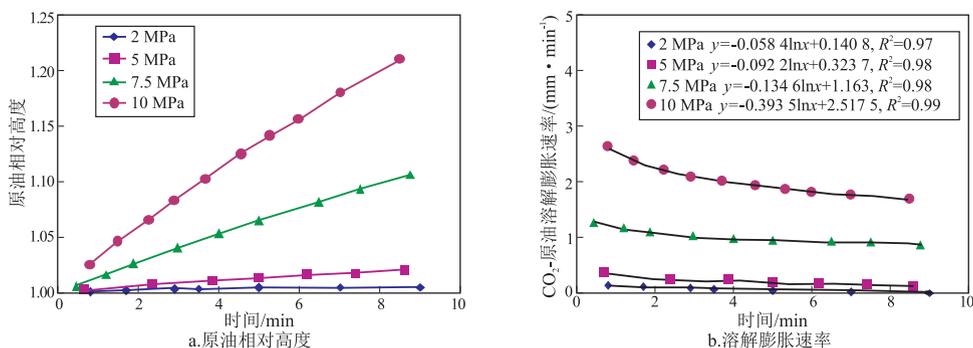


图 6 不同压力 CO<sub>2</sub>下原油相对高度、溶解膨胀速率与时间的关系

Fig.6 Relationship between crude oil relative amount, dissolution swelling rate and time under different pressures

表 1 CO<sub>2</sub>与正戊烷、原油可视实验特征

Table 1 Characteristics of CO<sub>2</sub>, n-pentane and crude oil in visual experiments

实验流体	实验压力/MPa	界面特征变化形态	上升速度	溶解膨胀速率关系式 时间(x)/min, 速率(y)/(mm·min <sup>-1</sup> )
CO <sub>2</sub> 和正戊烷	2	凹型,凝析液滴	较慢	$y = -1.045 2\ln x + 3.989 6$
	5	微凹型	一般	$y = -1.785 9\ln x + 7.268 8$
	7.5	小波浪,翻滚	快	$y = -3.392 5\ln x + 15.219$
	10	大波浪,跳跃	十分快	$y = -7.571 8\ln x + 22.58$
CO <sub>2</sub> 和原油	2	凹型,过渡区间	慢	$y = -0.058 4\ln x + 0.140 8$
	5	凹型,降落液滴	较慢	$y = -0.092 2\ln x + 0.323 7$
	7.5	凹型,黑色斑纹,少量抽提	一般	$y = -0.134 6\ln x + 1.163$
	10	凹型,大量抽提	较快	$y = -0.393 5\ln x + 2.517 5$

界流体,具有较强抽提性和较强传质性,原油液面上、下部分都出现明显变化。10 MPa 时超临界 CO<sub>2</sub>流体性质稳定,体现为强抽提性和强扩散性,实验特征显著。

不同实验压力条件下,CO<sub>2</sub>-原油溶解膨胀速率随着时间变化呈减小趋势,变化曲线均为负对数关系(图 6b)。其中 2,5,7.5 MPa 实验中曲线呈微凹型,对数系数分别为-0.058 4,-0.092 2,-0.134 6,三者的 CO<sub>2</sub>-原油溶解膨胀速率变化趋势较为一致,呈平行方式减小,变化幅度小;10 MPa 实验中的变化曲线呈凹型,对数系数为-0.393 5。可见 CO<sub>2</sub>-原油溶解膨胀速率随着时间变化其减小较快,变化幅度大。

### 3.3 特征分析

对比 CO<sub>2</sub>-正戊烷溶解膨胀速率和 CO<sub>2</sub>-原油溶解膨胀速率,可以得知:实验压力为 2,5,7.5,10 MPa 时,CO<sub>2</sub>-正戊烷溶解膨胀速率分别是 CO<sub>2</sub>-原油溶解膨胀速率的 30 倍、25 倍、20 倍和 10 倍。

由可视管“玻璃管”垂直静态实验分析可知,影响正戊烷、原油相对高度及其溶解膨胀速率的因素主要有 2 个。(1)实验压力:实验采用恒温控制,所以排除温度的影响;在不同压力实验中,CO<sub>2</sub>为不同的相态(气态、液态和超临界),其各个特征(抽提、扩散、溶解和传质)体现的强度不一样,使

得正戊烷、原油相对高度及其溶解膨胀速率大小有区别,分别反映为不同的实验特征与变化规律。(2)实验流体:正戊烷和原油的组成不同,CO<sub>2</sub>与正戊烷、原油(多烃混合物)接触过程中,其各个特征发挥强度与流体特征相关,表现为不同的正戊烷、原油相对高度以及溶解膨胀速率随着时间变化的特征与规律。

## 4 结论

(1)正戊烷实验中未出现理想情况中的过渡区间,而在 2 MPa 的原油实验中则出现了过渡区间。

(2)由可视管“玻璃管”垂直静态实验可知,影响正戊烷、原油相对高度和 CO<sub>2</sub>-正戊烷、原油溶解膨胀速率的因素主要是实验压力和流体组成。

(3)CO<sub>2</sub>和正戊烷、原油接触时,随着时间延长,不同实验压力条件下的正戊烷、原油相对高度呈增长趋势,其曲线均幂函数变化;低压时曲线也可为近似线性变化。

(4)不同实验压力条件下,CO<sub>2</sub>-正戊烷、原油溶解膨胀速率随着时间变化呈减小趋势,变化曲线均为负对数关系。实验压力为 2,5,7.5,10 MPa 时,CO<sub>2</sub>-正戊烷溶解膨胀速率分别是 CO<sub>2</sub>-原油溶解膨胀速率的 30,25,20,10 倍。

## 参考文献:

- [1] 秦积舜,韩海水,刘晓蕾.美国 CO<sub>2</sub>驱油技术应用及启示[J].石油勘探与开发,2015,45(2):209-216.  
Qin Jishun,Han Haishui,Liu Xiaolei.Application and enlightenment of carbon dioxide flooding in the United States of America[J].Petroleum Exploration and Development,2015,45(2):209-216.
- [2] 陈欢庆,胡永乐,田昌炳,等.CO<sub>2</sub>驱油与埋存对低碳经济的意义[J].西南石油大学学报(社会科学版),2015,17(5):9-15.  
Chen Huanqing,Hu Yongle,Tian Changbing,et al.Researches on CO<sub>2</sub> flooding and sequestration and its significance in low carbon economy[J].Journal of Southwest Petroleum University (Social Sciences Edition),2015,17(5):9-15.
- [3] 陈国利.二氧化碳驱开发效果评价方法[J].大庆石油地质与开发,2016,35(1):92-96.  
Chen Guoli.Evaluating method of CO<sub>2</sub> flooding development effects[J].Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing,2016,35(1):92-96.
- [4] Farzaneh S A, Seyyedsar S M, Sohrabi M. Enhanced heavy oil recovery by liquid CO<sub>2</sub> injection under different injection strategies[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dubai, UAE; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/181635-MS.
- [5] Lv Wenfeng, Yang Siyu, Yang Yongzhi, et al. Produced gas Utilisation strategy study on low permeability reservoir CO<sub>2</sub> EOR process[C]//SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/182228-MS.
- [6] 江怀友,沈平平,罗金玲,等.世界二氧化碳埋存技术现状与展望[J].中国能源,2010,32(6):28-32.  
Jiang Huaiyou, Shen Pingping, Luo Jinling, et al. Status and prospects of carbon dioxide storage technology around the world[J]. Energy and Environment, 2010, 32(6): 28-32.
- [7] 赵晓亮,廖新维,王万福,等.二氧化碳埋存潜力评价模型与关键参数的确定[J].特种油气藏,2013,20(6):72-74.  
Zhao Xiaoliang, Liao Xinwei, Wang Wanfu, et al. Evaluative model of CO<sub>2</sub> geological sequestration and determination of key parameters[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2013, 20(6): 72-74.
- [8] 张丹.CO<sub>2</sub>驱油机理以及国内研究现状[J].轻工科技,2016(7):120.  
Zhang Dan.CO<sub>2</sub> flooding mechanism and research status of domestic[J]. Light Industry Science and Technology, 2016(7): 120.
- [9] 梁萌,袁海云,杨英,等.CO<sub>2</sub>在驱油过程中的作用机理综述[J].石油化工应用,2016,35(6):1-5.  
Liang Meng, Yuan Haiyun, Yang Ying, et al. Review on the mechanisms during CO<sub>2</sub> flooding process[J]. Petrochemical Industry Application, 2016, 35(6): 1-5.
- [10] 韩海水,李实,陈兴隆,等.CO<sub>2</sub>对原油馏组分膨胀效应的主控因素[J].石油学报,2016,37(3):392-398.  
Han Haishui, Li Shi, Chen Xinglong, et al. Main control factors of carbon dioxide on swelling effect of crude hydrocarbon components[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(3): 392-398.
- [11] Zhou X, Al-Otaibi F, Kokal S L, et al. A new approach of pressure profile and oil recovery during dual and single core flooding of seawater and CO<sub>2</sub> injection process for carbonate reservoir [C]//SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Dubai, UAE; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/182200-MS.
- [12] 汤勇,尹鹏,汪勇,等.CO<sub>2</sub>混相驱的可行性评价[J].西南石油大学学报(自然科学版),2014,36(2):133-138.  
Tang Yong, Yin Peng, Wang Yong, et al. Feasibility assessment of the CO<sub>2</sub> miscible flooding process[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(2): 133-138.
- [13] 王芳,罗辉,任玉飞,等.降低CO<sub>2</sub>驱混相压力的发展现状[J].石油化工高等学校学报,2015,28(6):93-97.  
Wang Fang, Luo Hui, Ren Yufei, et al. Progress of miscibility pressure reduction of carbon dioxide flooding[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2015, 28(6): 93-97.
- [14] 于萌,铁磊磊,李翔,等.利用交替条件变换确定二氧化碳与地层原油体系最小混相压力[J].西安石油大学学报(自然科学版),2016,31(2):82-86.  
Yu Meng, Tie Leilei, Li Xiang, et al. Accurate determination of minimum miscibility pressure (MMP) of CO<sub>2</sub>-Oil system using graphical alternating conditional expectation [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2016, 31(2): 82-86.
- [15] 郝宏达,侯吉瑞,赵凤兰,等.低渗透非均质油藏二氧化碳非混相驱窜逸控制实验[J].油气地质与采收率,2016,23(3):95-100.  
Hao Hongda, Hou Jirui, Zhao Fenglan, et al. Experiments of gas channeling control during CO<sub>2</sub> immiscible flooding in low permeability reservoirs with heterogeneity [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 95-100.
- [16] 王维波,陈龙龙,汤瑞佳,等.低渗透油藏周期注CO<sub>2</sub>驱油室内实验[J].断块油气田,2016,23(2):206-209.  
Wang Weibo, Chen Longlong, Tang Ruijia, et al. Experimental study of cycle CO<sub>2</sub> injection for low permeability reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2016, 23(2): 206-209.
- [17] 孙雷,纪明强,郑家朋,等.柳北砂砾岩油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率可行性[J].大庆石油地质与开发,2016,35(5):123-127.  
Sun Lei, Ji Mingqiang, Zheng Jiapeng, et al. EOR feasibility of CO<sub>2</sub> flooding for Liubei conglomerate oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(5): 123-127.
- [18] Kokal S, Sanni M, Alhashboul A. Design and implementation of the first CO<sub>2</sub> - EOR demonstration project in Saudi Arabia [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dubai, UAE; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/181729-MS.
- [19] Zhang Ke. Experimental and numerical investigation of oil recovery from Bakken Formation by miscible CO<sub>2</sub> injection [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dubai, UAE; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/184486-STU.
- [20] 章星,杨胜来,文博,等.低渗油藏CO<sub>2</sub>混相驱启动压力梯度

实验研究[J].石油实验地质,2013,35(5):583-586.

Zhang Xing, Yang Shenglai, Wen Bo, et al. Experimental study on threshold pressure gradient of CO<sub>2</sub> miscible flooding in low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 583-586.

[21] 钟张起, 侯读杰, 李跃红, 等. 二氧化碳驱油藏有利沉积相组合研究[J]. 特种油气藏, 2015, 22(1): 115-117.

Zhong Zhangqi, Hou Dujie, Li Yuehong, et al. Research on the favorable sedimentary facies combination in oil reservoirs with CO<sub>2</sub> Flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(1): 115-117.

[22] 李南, 田冀, 谭先红, 等. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱微观波及特征[J]. 断块油气田, 2015, 22(2): 237-239.

Li Nan, Tian Ji, Tan Xianhong, et al. Microscopic sweeping characteristics of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2015, 22(2): 237-239.

[23] 蒲万芬, 孙波帅, 李一波, 等. 塔河缝洞型超稠油油藏二氧化碳驱实验研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4): 123-126.

Pu Wanfen, Sun Boshuai, Li Yibo, et al. CO<sub>2</sub> flooding experiment of super-heavy oil reservoir in Tahe Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4): 123-126.

[24] 李向良. 温度和注入压力对二氧化碳驱油效果的影响规律实验[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 84-87.

Li Xiangliang. Experimental study on the effect of temperature and injection pressure on CO<sub>2</sub> flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 84-87.

[25] Wang Chen, Li Tiantai, Gao Yuan. Quantitative evaluation of inter-

action between CO<sub>2</sub> and micro-nano pore-throat-fracture system of supercritical CO<sub>2</sub> flood in unconventional tight sandstone reservoir ( Russian ) [ C ] // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Moscow, Russia; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/181958-RU.

[26] 赵仁保, 敖文君, 肖爱国, 等. CO<sub>2</sub> 在原油中的扩散规律及变扩散系数计算方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(3): 136-142.

Zhao Renbao, Ao Wenjun, Xiao Aiguo, et al. Diffusion law and measurement of variable diffusion coefficient of CO<sub>2</sub> in oil [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(3): 136-142.

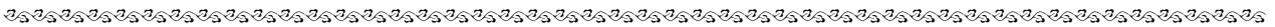
[27] Hamdi Z, Awang M, Bataee M, et al. Cold CO<sub>2</sub> injection for balancing interfacial tension decrease and viscosity increase [ C ] // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/182149-MS.

[28] 伦增珉, 王锐, 吕成远, 等. 低渗透油藏二氧化碳驱修正毛管数理论及参数优化[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 83-86.

Lun Zengmin, Wang Rui, Lü Chengyuan, et al. Study on modified capillary number theory and its application in parameter optimization of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 83-86.

[29] Ajibola J, Adam A, Mugeridge A. Gravity driven fingering and mixing during CO<sub>2</sub> sequestration [ C ] // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/182317-MS.

(编辑 徐文明)



(上接第 401 页)

[18] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 657-667.

Kuang Lichun, Tang Yong, Lei Dewen, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 657-667.

[19] 国建英, 钟宁宁, 梁浩, 等. 三塘湖盆地中二叠统原油的来源及其分布特征[J]. 地球化学, 2012, 41(3): 266-277.

Guo Jianying, Zhong Ningning, Liang Hao, et al. Study on the source and distribution of Middle Permian oils in the Santanghu Basin [J]. Geochimica, 2012, 41(3): 266-277.

[20] 梁浩, 李新宁, 马强, 等. 三塘湖盆地条湖组致密油地质特征及勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(5): 563-572.

Liang Hao, Li Xinning, Ma Qiang, et al. Geological features and exploration potential of Permian Tiaohu Formation tight oil, Santanghu Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(5): 563-572.

[21] 韩永科, 张莉, 韩小松, 等. 营尔凹陷原油族群划分及勘探意义[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(2): 146-149.

Han Yongke, Zhang Li, Han Xiaosong, et al. Classification of crude group in Ying'er Sag and its exploratory significance [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(2): 146-149.

[22] 范铭涛, 杨智明, 田宝忠, 等. 青西油田稠油及沥青成因探讨[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 40-41.

Fan Mingtao, Yang Zhiming, Tian Baozhong, et al. The genesis of viscous crude and asphalt of Qingxi Oilfield in Jiuquan Basin, Northwest China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 40-41.

[23] 姚泾利, 高岗, 庞锦莲, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组非主力有效烃源岩发育特征[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 116-124.

Yao Jingli, Gao Gang, Pang Jinlian, et al. Development characteristics of non-main effective source rocks of the Yanchang Formation in eastern Gansu Province of Ordos Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2): 116-124.

[24] 杨华, 张文正, 蔺宏斌, 等. 鄂尔多斯盆地陕北地区长 10 油源及成藏条件分析[J]. 地球化学, 2010, 39(3): 274-279.

Yang Hua, Zhang Wenzheng, Lin Hongbin, et al. Origin of Chang 10 oil reservoir in northern Shaanxi region of Ordos Basin [J]. Geochimica, 2010, 39(3): 274-279.

[25] 刘显阳, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 姬塬地区长 9 油层组油气运移规律及模式探讨[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(5): 9-15.

Liu Xianyang, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Hydrocarbon migration law and model of Chang 9 reservoir in Ji yuan area, Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(5): 9-15.

(编辑 黄娟)