

文章编号: 0253-2697(2017)11-1293-06 DOI:10.7623/syxb201711008

## 高含水条件下 CO<sub>2</sub> 混相驱替实验

吕成远<sup>1,2</sup> 王 锐<sup>1,2</sup> 崔茂蕾<sup>1,2</sup> 唐永强<sup>1,2</sup> 周 霞<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油化工集团公司海相油气藏开发重点实验室 北京 100083;

2. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院提高采收率技术研究所 北京 100083)

**摘要:**油藏水驱后进行 CO<sub>2</sub> 驱已在油田现场取得了成功,但由于油藏的高含水饱和度,导致了 CO<sub>2</sub> 与原油间的接触方式发生改变,混相过程也受到一定制约。为研究高含水条件对 CO<sub>2</sub> 混相驱的影响,制作了盲端微观可视化模型,进行了水驱前后 CO<sub>2</sub> 混相过程微观实验。结合不同含水饱和度条件下的 CO<sub>2</sub> 驱替实验,明确了 CO<sub>2</sub> 混相驱替特征以及含水饱和度对 CO<sub>2</sub> 驱油效率的影响。结果表明,高含水饱和度会对 CO<sub>2</sub> 与原油的接触过程产生一定的屏蔽作用,注入的 CO<sub>2</sub> 不能直接接触到剩余油,从而导致 CO<sub>2</sub> 与原油的混相过程被大大延缓,进而导致高含水条件下 CO<sub>2</sub> 驱见效时间被推迟。

**关键词:**高含水条件;CO<sub>2</sub> 驱;动态混相;盲端模型;驱替特征

中图分类号:TE341

文献标识码:A

### Displacement experiment of CO<sub>2</sub> miscible flooding under high water condition

Lü Chengyuan<sup>1,2</sup> Wang Rui<sup>1,2</sup> Cui Maolei<sup>1,2</sup> Tang Yongqiang<sup>1,2</sup> Zhou Xia<sup>1,2</sup>

(1. Sinopec Key Laboratory of Marine Oil & Gas Reservoirs Production, Beijing 100083, China;

2. Department of Enhanced Oil Recovery, Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China)

**Abstract:**CO<sub>2</sub> flooding has been successfully applied on site after water flooding. But due to the existence of high water saturation, the contact mode between CO<sub>2</sub> and crude oil has been changed, and the development of miscible process is also restricted. Aiming at the influences of high water condition on CO<sub>2</sub> miscible flooding process, the microcosmic visualization models of dead ends were prepared for the microcosmic visualization experiment of CO<sub>2</sub> miscible process before and after water flooding. In combination with CO<sub>2</sub> flooding experiment under different water cut conditions, the characteristics of CO<sub>2</sub> miscible flooding were clarified as well as the effects of water saturation condition on CO<sub>2</sub> displacement efficiency. The results show that high water saturation will generate a certain shielding effect in the process of CO<sub>2</sub> contacting with crude oil, and the injected CO<sub>2</sub> is unable to contact residual oil directly. So the CO<sub>2</sub>-crude oil miscible process is greatly postponed, thus causing the delayed responding time of CO<sub>2</sub> flooding under high water condition.

**Key words:**high water condition; CO<sub>2</sub> flooding; dynamic miscibility; dead-end model; displacement characteristics

**引用:**吕成远,王锐,崔茂蕾,唐永强,周霞.高含水条件下 CO<sub>2</sub> 混相驱替实验[J].石油学报,2017,38(11):1293-1298.

**Cite:**LÜ Chengyuan,WANG Rui,CUI Maolei,TANG Yongqiang,ZHOU Xia.Displacement experiment of CO<sub>2</sub> miscible flooding under high water condition[J].Acta Petrolei Sinica,2017,38(11):1293-1298.

气驱可分为混相驱和非混相驱,主要通过是否达到最小混相压力来判断。混相驱包括一次接触混相和多次接触混相 2 种类型。一次接触混相是在一定条件下 2 种流体按任何比例都能混合在一起,且混合物能保持单相状态存在。多次接触混相是在最小混相压力或最小混相浓度条件下,两种流体通过蒸发和凝析机理发生相互质量交换,混相能力逐步发展,最终达到混相状态。蒸发机理为注入气不断抽提原油中的轻质组分,使得注入气富化并逐步与原油混相的过程;凝析气驱机理为注入气中的轻质组分不断凝结进原油中,使得原油不断富化并与注入气混相的过程。CO<sub>2</sub> 驱属于多次接触混相,蒸发与凝析作用共存,通过注入气与

原油的双向质量交换作用逐步达到混相的过程<sup>[1-3]</sup>。在注入气与原油间存在一个近混相带,混相带前缘主要是以蒸发机理为主,混相带后缘是以凝析机理为主。随着该区域的发展与推进,混相能力逐步形成。然而,若压力或组成降低到临界值以下时,混相区域可能会被破坏。因此,CO<sub>2</sub> 驱的混相能力呈现出动态变化特征<sup>[4]</sup>。相比其他气体,CO<sub>2</sub> 驱具有更低的最小混相压力,具有更宽的油藏适应性,在现场得到了广泛的应用<sup>[5-9]</sup>。据美国油气杂志统计,水驱后实施 CO<sub>2</sub> 驱的油藏占据较大比例<sup>[10]</sup>,现场也取得了较好的驱替效果,这对于中国东部老油田进一步提高采收率提供了有效手段。

**基金项目:**国家重大科技专项(2016ZX05048-003)资助。

**第一作者及通信作者:**吕成远,男,1963 年 9 月生,1986 年获华东石油学院学士学位,2002 年获中国科学院地质与地球物理研究所博士学位,现为中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院教授级高级工程师,主要从事提高采收率技术方面的研究工作。Email:lcy\_syky@sinopec.com

前人通过不同含水条件下的岩心驱替实验、光刻多孔介质可视化二维模型手段以及理论模型计算方法<sup>[11-20]</sup>,进行了不同含水条件下 CO<sub>2</sub> 驱油实验及理论分析。研究发现,高含水饱和度条件下存在一定的水屏蔽效应,CO<sub>2</sub> 能够超越水相驱替剩余油。但由于高含水饱和度的存在,导致 CO<sub>2</sub> 与原油间的接触方式发生改变,甚至削弱 CO<sub>2</sub> 与原油间的混相能力,进而导致 CO<sub>2</sub> 驱油效率大大降低。

高含水条件是高含水油藏 CO<sub>2</sub> 驱提高采收率的关键问题。笔者结合仿真原理,运用激光刻蚀手段,制作出了与油藏孔隙尺寸接近的盲端可视化模型。运用该可视化模型,进行了高温、高压下不同含水饱和度条件对 CO<sub>2</sub> 混相驱替过程的影响实验。结合不同含水饱和度条件下 CO<sub>2</sub> 岩心驱替实验,明确了含水饱和度对 CO<sub>2</sub> 驱替的影响规律。

## 1 实验装置及方法

### 1.1 实验装置

实验装置为高温、高压微观可视化装置,该装置包括注入系统、带蓝宝石视窗的高压模型夹持系统、采出系统、图像采集系统等 4 个部分。注入系统采用 Quizix 泵和 RUSKA 泵,其中 Quizix 泵用于流体注入,Ruska 泵用于围压控制。高压模型夹持系统工作温度为 0~200℃,最高工作压力为 70 MPa。采出回压控制系统为微量回压阀,最大工作压力为 70 MPa,具有死体积小、灵敏度高等特点。图像采集系统采用 Phantom Miro M320S 数字高速摄像机,全分辨率 1920×1080 拍摄 1320 帧/s 视频,能够捕捉注入流体间的相互作用过程。实验装置流程如图 1 所示。

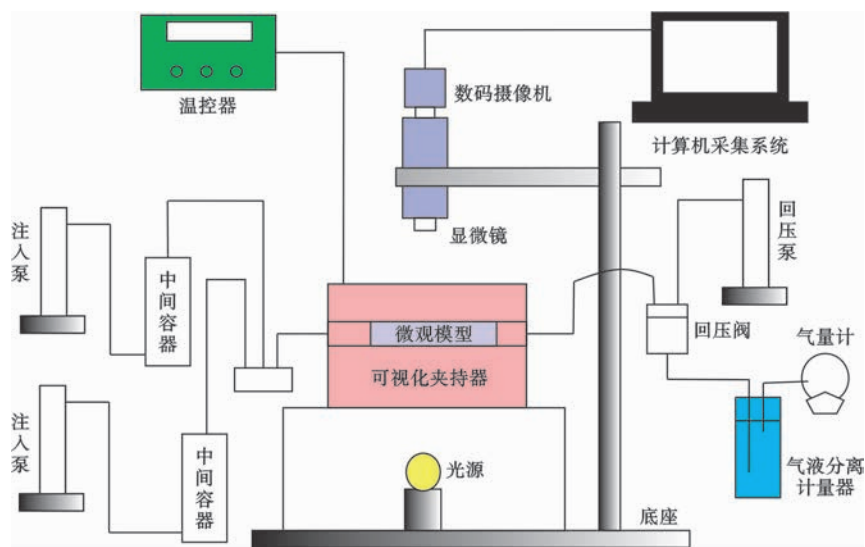


图 1 高温高压微观可视化实验系统

Fig. 1 Microcosmic visualization experiment system at high temperature and high pressure

实验模型为激光刻蚀技术设计的盲端模型,模型材料为平板玻璃,模型如图 2 所示。其中,模型外观尺寸为 9 cm×9 cm,对角线两端点为流体注入端和采出端,对角线为主流通道,在一侧分布着不同尺寸的盲端模型,主流通道和盲端直径尺寸均为 100 μm。

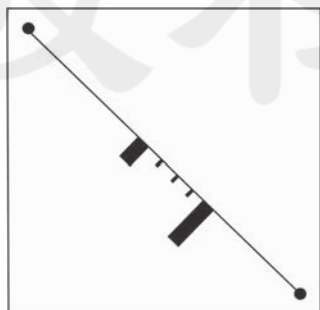


图 2 盲端模型示意

Fig. 2 Schematic of dead-end model

### 1.2 实验条件

实验出口端压力为 20.2 MPa,实验温度为 82.5℃,实验用油取自东部老油田,为中轻质含气原油,黏度为 1.74 mPa·s,气油比为 64 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,体积系数为 1.214。通过长细管实验方法测量得到目标油藏 CO<sub>2</sub> 驱最小混相压力为 18.2 MPa,实验条件下 CO<sub>2</sub> 驱均为混相驱条件。地层水水型为 CaCl<sub>2</sub>,矿化度为 24×10<sup>4</sup> mg/L。驱替实验中岩心渗透率为 209 mD,孔隙度为 24.1%,岩石润湿性为强水湿性。实验用 CO<sub>2</sub> 为工业级,纯度为 99.9%。

### 1.3 实验步骤

微观模型实验步骤为:①将模型装入高温高压微观可视化实验装置内,将模型温度升至实验温度;②对模型外部环空和模型内部抽真空;③先将模型内、外饱和和蒸馏水,再将体系压力缓慢提升至 20.2 MPa,然后将实验含气原油注入微观模型,饱和原油,形成束缚水

条件,再根据不同的实验条件分别进行直接 CO<sub>2</sub> 驱或水驱后 CO<sub>2</sub> 驱实验;④运用计算机控制高速摄像机,记录驱替过程;⑤对驱替过程记录的图像进行理论分析。

岩心驱替实验步骤为:①选取渗透率接近的岩心拼接成长岩心;②分别进行抽真空饱和地层水,然后饱和原油,形成束缚水状态;③水驱至不同含水率阶段后,进行 CO<sub>2</sub> 驱实验,岩心原始含油饱和度为 78.2%,束缚水饱和度为 21.8%。

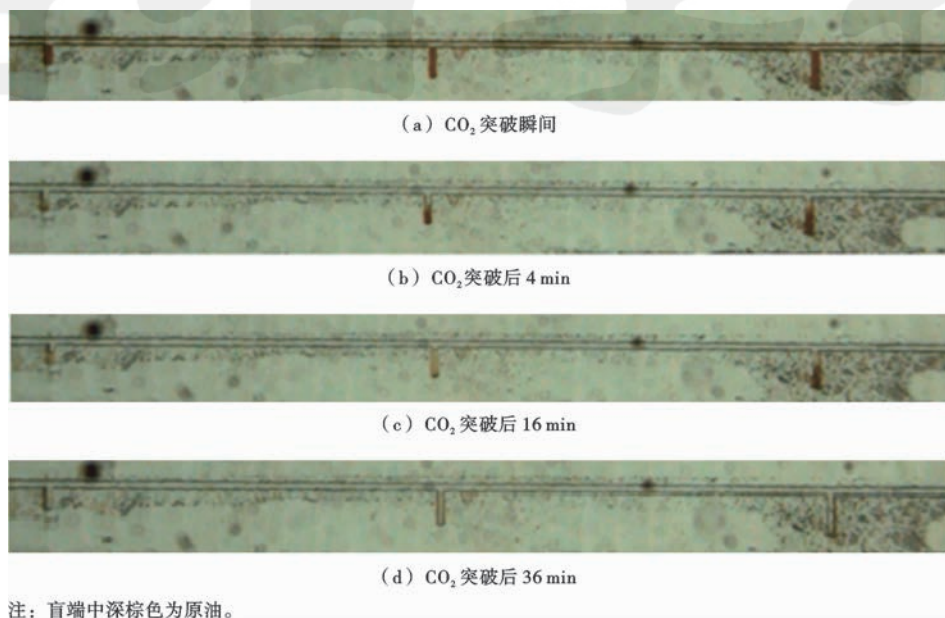


图 3 混相驱条件下 CO<sub>2</sub> 与原油间的作用过程

Fig. 3 Interaction process between CO<sub>2</sub> and crude oil under miscible flooding condition

程(图 3)可以看到,混相驱条件下,CO<sub>2</sub> 突破瞬间,不同长度盲端中均存在原油滞留现象。在 CO<sub>2</sub> 突破 4 min 后,长度较小的盲端剩余油颜色逐渐变浅,长度较大的盲端中滞留部分颜色较深的原油。在 CO<sub>2</sub> 突破 16 min 后,前面 2 个盲端中的剩余油颜色均变浅,仅在长度最大的盲端中滞留剩余油颜色深。在 CO<sub>2</sub> 突破 36 min 后,所有盲端中的剩余油均变为无色,CO<sub>2</sub> 与原油间达到混相状态。可以看出,CO<sub>2</sub> 与原油的混相过程是动态的,达到混相状态需要一定的时间。另外,通过混相作用能够采出盲端中驱替未波及的剩余油。

#### 2.1.2 水驱后 CO<sub>2</sub> 与原油间微观可视化实验

运用相同条件下的盲端模型,进行了水驱后 CO<sub>2</sub> 驱实验。通过水力震荡过程,在盲端处能形成不同厚度的水膜,图 4 中左边盲端水膜厚度较小,右边盲端水膜厚度较大(300 μm),目标油藏孔径分布范围为 7~200 μm,水膜厚度与油藏孔径具有匹配性,能够模拟实际油藏盲端孔隙中水膜对 CO<sub>2</sub> 驱过程的影响。实验过程中对地层水运用甲基蓝进行染色,盲端处蓝色部分为水膜,棕色部分为原油,无色部分为 CO<sub>2</sub>。实验结

## 2 实验现象与分析

### 2.1 含水对 CO<sub>2</sub> 微观驱替特征的影响

#### 2.1.1 CO<sub>2</sub> 与原油间微观可视化实验

运用盲端微观模型,直接进行 CO<sub>2</sub> 混相驱油实验,实验压力为 20.2 MPa,实验温度为 82.5℃,实验结果如图 3 所示。

从不同 CO<sub>2</sub> 突破时刻,CO<sub>2</sub> 与盲端原油的作用过

果如图 4 所示。

从图 4 中可知,水膜的存在明显延缓了 CO<sub>2</sub> 与原油的混相过程。原始不含水条件下的 CO<sub>2</sub> 于原油的混相过程发展需要 36 min,而水膜的存在不同程度延缓了这一过程的发展。对于左侧水膜厚度较小的盲端,CO<sub>2</sub> 与原油间混相过程发展时间延长至 106 min。对于右侧水膜厚度较大的盲端,CO<sub>2</sub> 与原油间的混相过程被大大延长,混相过程发展时间被延长至 388 min。显然,水膜厚度越大,CO<sub>2</sub> 与原油间的混相过程被延缓的时间越长。虽然水膜能对 CO<sub>2</sub> 与原油产生一定的屏蔽作用,但最终 CO<sub>2</sub> 仍能够与原油形成混相状态。主要是由于 CO<sub>2</sub> 在地层水中的扩散速度较大,CO<sub>2</sub> 能够快速穿透水膜,并与盲端剩余油接触。接触 CO<sub>2</sub> 后,原油不断溶解膨胀,导致水膜被不断挤薄,最终水膜被突破,CO<sub>2</sub> 与盲端剩余油直接接触,从而实现 CO<sub>2</sub> 与原油间的混相。

### 2.2 含水对 CO<sub>2</sub> 驱油效率的影响

#### 2.2.1 多孔介质微观可视化实验

利用目标区岩心薄片图像,制作微观可视化模

型,开展水驱后不同压力下的 CO<sub>2</sub> 驱替实验,比较含水条件对 CO<sub>2</sub> 驱微观驱油效率的影响,实验结果如图 5 所示。

从图 5 中可知,在  $t_1$  时刻,水驱后大量原油滞留在孔隙中,水驱采收率为 38%;在  $t_2$  时刻,非混相条件下注入 CO<sub>2</sub>,部分原油被采出,CO<sub>2</sub> 驱采收率为 16%;在  $t_3$  时刻,将体系压力缓慢提升至混相条件时,CO<sub>2</sub>

驱仍能进一步提高原油采收率;当将体系压力升至远高于混相压力时,CO<sub>2</sub> 驱采收率能达到 40%。显然,非混相驱条件下,含水使得 CO<sub>2</sub> 驱剩余油饱和度较高;加压至混相压力附近时,仍有大量剩余油滞留;加压至远高于最小混相压力时,原油被大量采出,表明含水饱和度条件使得 CO<sub>2</sub> 与原油接触条件变差,混相过程被延缓或混相压力升高,CO<sub>2</sub> 驱油效率降低。

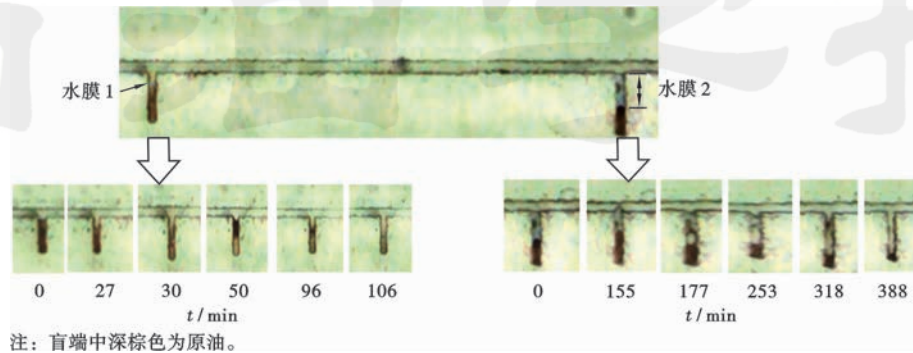


图 4 混相驱条件下水膜对 CO<sub>2</sub> 与原油间的作用过程的影响

Fig. 4 Influence of water film on the CO<sub>2</sub>-crude oil interaction process under miscible flooding condition

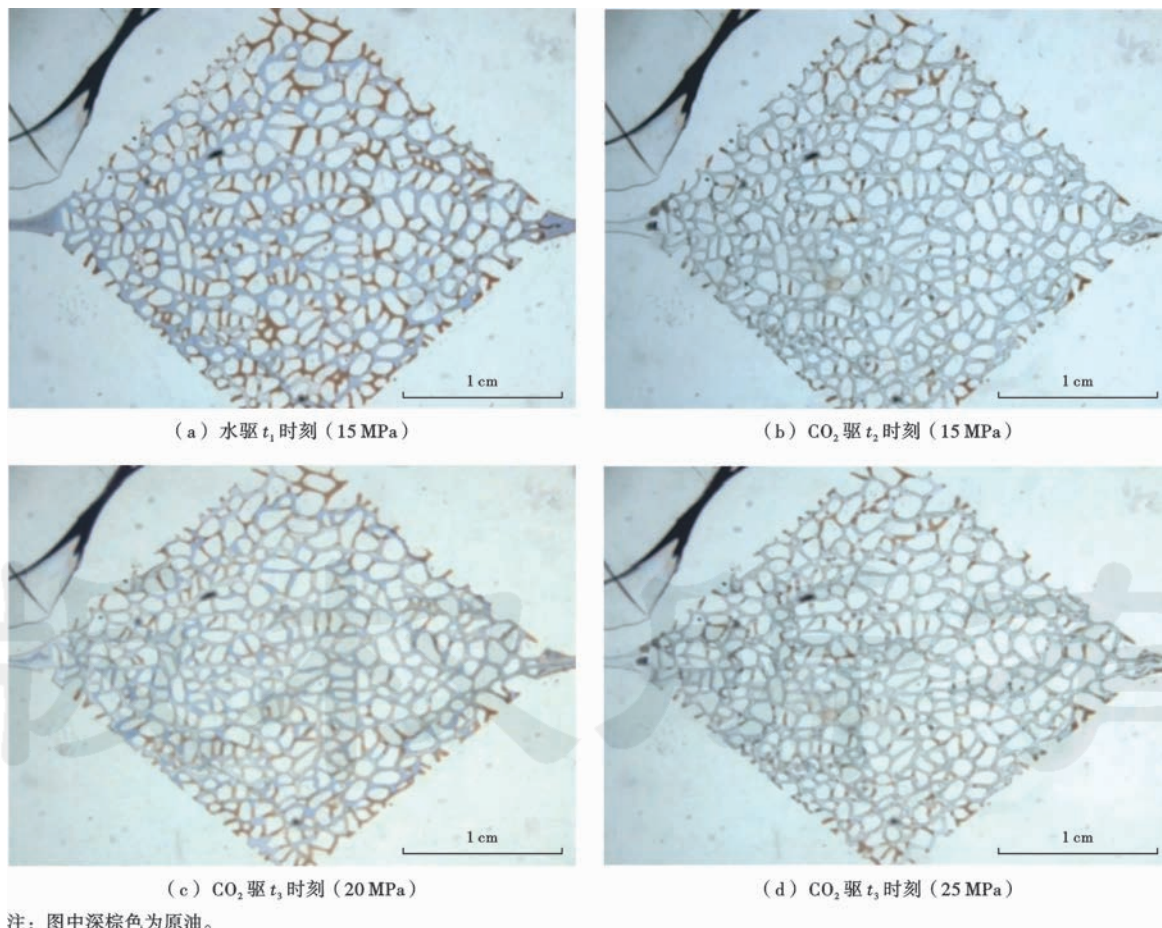


图 5 CO<sub>2</sub> 驱多孔介质微观可视化实验

Fig. 5 CO<sub>2</sub> flooding experiment by porous-media microcosmic visualization model

### 2.2.2 岩心驱替实验

选用渗透率接近的岩心,分别进行水驱至不同含水条件下的 CO<sub>2</sub> 驱油实验,比较不同条件下的 CO<sub>2</sub> 驱油效率及见效特征,实验结果如图 6 所示。

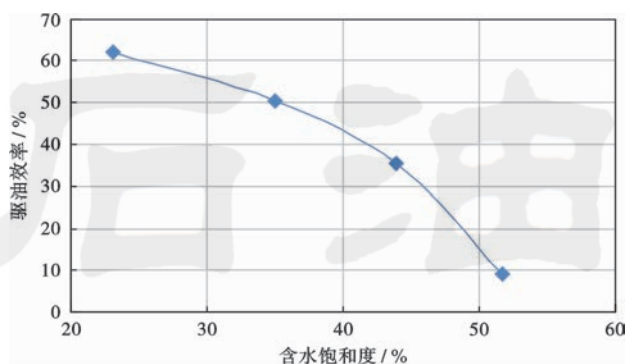


图 6 不同含水饱和度下 CO<sub>2</sub> 驱油效率

Fig. 6 CO<sub>2</sub> flooding efficiency in different water saturation

从图 6 可知,含水饱和度对 CO<sub>2</sub> 驱油效率存在较大影响,随着含水饱和度的增大,CO<sub>2</sub> 驱油效果急剧变差。当束缚水饱和度为 21.8%、含水率为 0 时,CO<sub>2</sub> 驱油效率为 62.0%;当水驱至含水饱和度为 51.7%、含水率为 98%时,CO<sub>2</sub> 驱油效率急剧降低至 9.1%。

图 7 对比了 2 种含水率条件下 CO<sub>2</sub> 驱产油速度变化规律。从图 7 可知,含水率为 0 时,产油速度的峰值在 0.19~0.72 PV;当含水率为 98%时,产油速度峰值在 0.65~0.83 PV。显然,含水率上升使得 CO<sub>2</sub> 驱见效期延迟,且有效期缩短,驱油效果变差。

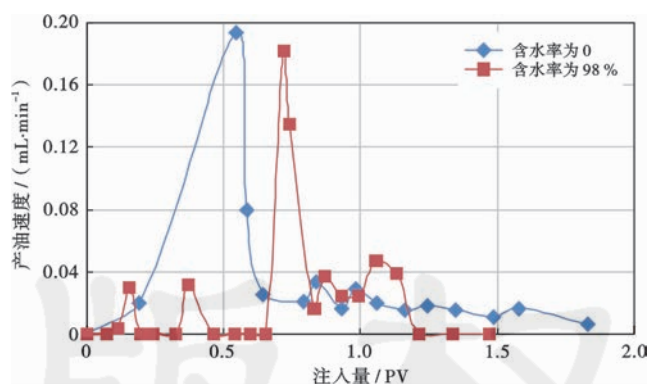


图 7 不同含水率条件下 CO<sub>2</sub> 驱产油速度

Fig. 7 Oil-production rate of CO<sub>2</sub> flooding in different water cut conditions

在 CO<sub>2</sub> 混相驱过程中,CO<sub>2</sub> 通过蒸发和凝析机理,不断与原油发生质量交换作用,在驱替前缘形成近混相带,最终逐步发展为混相状态。该过程存在两种作用机制,分别为向前接触作用和向后接触作用。向前接触作用是注入气通过蒸发作用,不断与新鲜原油接触,抽提出原油中的较重组分,使得注入气不断富化

的过程。向后接触作用是注入气凝析进残留的原油相中,使得滞留原油富化的过程。当驱替前缘与后缘组成接近时,混相带形成。显然,注入气与原油间的质量交换作用,决定了混相过程的发展。然而,在特高含水油藏或水驱废弃油藏中实施 CO<sub>2</sub> 驱,注入的 CO<sub>2</sub> 往往不能直接接触到剩余油,高含水饱和度对 CO<sub>2</sub> 产生了一定的屏蔽作用。微观盲端模型实验结果发现,与直接 CO<sub>2</sub> 驱相比,水屏蔽效应下 CO<sub>2</sub> 混相过程发生了一定的变化。CO<sub>2</sub> 首先需要穿透水膜与原油接触,通过蒸发作用抽提出一部分油相组成。然而,由于抽提出的组成在水相中的扩散和溶解能力差,其很难反向穿透水体与外部 CO<sub>2</sub> 接触,限制了 CO<sub>2</sub> 凝析机理的发挥,使得 CO<sub>2</sub> 与原油间的混相带难以形成。同时,随着 CO<sub>2</sub> 不断注入,透过水膜的 CO<sub>2</sub> 量不断增大,原油开始溶解 CO<sub>2</sub> 后并发生体积膨胀,进而不断排挤水膜,最终导致水膜被挤走或破灭。此时,后续注入的 CO<sub>2</sub> 能够接触到原油,并逐步发展为混相状态。

总之,高含水条件的存在,延缓了 CO<sub>2</sub> 与原油间的混相过程。结合岩心驱替实验结果分析,含水饱和度越大,含水率越高,CO<sub>2</sub> 与原油间的混相过程被延缓的时间越长,CO<sub>2</sub> 混相驱的见效时间也越晚,导致 CO<sub>2</sub> 驱油效果变差。

## 3 结 论

(1) CO<sub>2</sub> 混相过程呈现动态变化特点,水膜的存在在一定程度上屏蔽了 CO<sub>2</sub> 与原油的接触,大大延缓了 CO<sub>2</sub> 与原油的混相过程,且水膜厚度越大,混相过程延缓时间越长。随着时间的延长,CO<sub>2</sub> 能够穿透水膜与原油接触,原油溶解 CO<sub>2</sub> 后体积膨胀,不断挤薄水膜,使得 CO<sub>2</sub> 突破水膜。

(2) 含水条件的存在导致 CO<sub>2</sub> 与原油接触条件变差,CO<sub>2</sub> 驱油效率降低,但高含水条件下 CO<sub>2</sub> 仍能透水替油,大幅度提高原油采收率。

### 参 考 文 献

- [1] ZICK A A. A combined condensing/vaporizing mechanism in the displacement of oil by enriched gases[R]. SPE 15493, 1986.
- [2] 苏畅,孙雷,李士伦. CO<sub>2</sub> 混相驱多级接触过程机理研究[J]. 西南石油学院学报, 2001, 23(2): 33-36.  
SU Chang, SUN Lei, LI Shilun. Mechanism of CO<sub>2</sub> miscible flooding during multiple contact procedure[J]. Journal of Southeast Petroleum Institute, 2001, 23(2): 33-36.
- [3] 韩海水,李实,陈兴隆,等. CO<sub>2</sub> 对原油烃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.

- [4] STALKUP F I. Displacement behavior of the condensing/vaporizing gas drive process[R]. SPE 16715, 1987.
- [5] 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, 42(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, 42(2): 209-216.
- [6] 马涛, 汤达桢, 蒋平, 等. 注 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术现状[J]. 油田化学, 2007, 24(4): 379-383.  
MA Tao, TANG Dazheng, JIANG Ping, et al. The status of enhanced oil recovery by CO<sub>2</sub> injection[J]. Oilfield Chemistry, 2007, 24(4): 379-383.
- [7] JI Bingyu, LÜ Chengyuan, WANG Rui, et al. Theoretical advances and applications of CO<sub>2</sub> flooding for low permeability reservoirs; 21st World Petroleum Congress, Moscow, Russia, 15-19 June, 2014[C]. Moscow: World Petroleum Congress, 2014.
- [8] GHEDAN S G. Global laboratory experience of CO<sub>2</sub>-EOR flooding[R]. SPE 125581, 2009.
- [9] KOOTTUNGAL L. 2012 worldwide EOR survey[J]. Oil and Gas Journal, 2012, 110(4): 57-69.
- [10] 杨正明, 刘学伟, 张仲宏, 等. 致密油藏分段压裂水平井注二氧化碳吞吐物理模拟[J]. 石油学报, 2015, 36(6): 724-729.  
YANG Zhengming, LIU Xuewei, ZHANG Zhonghong, et al. Physical simulation of staged-fracturing horizontal wells using CO<sub>2</sub> huff and puff in tight oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(6): 724-729.
- [11] TIFFIN D L, YELLIG W F. Effects of mobile water on multiple-contact miscible gas displacement[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1983, 23(3): 447-455.
- [12] TIFFIN D L, SEBASTIAN H M, BERGMAN D F. Displacement mechanism and water shielding phenomena for a rich-gas/crude-oil system[J]. SPE Reservoir Engineering, 1991, 6(2): 193-199.
- [13] WALSH M P, NEGAHBAN S, GUPTA S P. An analysis of water shielding in water-wet porous media[R]. SPE 19652, 1989.
- [14] WYLIE P, MAHANTY K K. Effect of water saturation on oil recovery by near-miscible gas injection[J]. SPE Reservoir Engineering, 1997, 12(4): 264-268.
- [15] LUN Zengmin, WANG Rui, LV Chengyuan et al. Study on microscopic residual oil of CO<sub>2</sub> flooding for extra high water cut reservoirs[C]//Paper presented at the 5th International Acid Gas Injection Symposium held in Banff, Alberta, Canada; Sphere Technology Connection Limited, 2015.
- [16] BIJELJIC B, MUGGERIDGE A H, BLUNT M J. Multicomponent mass transfer across water films during hydrocarbon gas injection[J]. Chemical Engineering Science, 2003, 58(11): 2377-2388.
- [17] 秦积舜, 张可, 陈兴隆. 高含水后 CO<sub>2</sub> 驱油机理的探讨[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 797-800.  
QIN Jishun, ZHANG Ke, CHEN Xinglong. Mechanism of the CO<sub>2</sub> flooding as reservoirs containing high water[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 797-800.
- [18] 邸元, 张园, 王宇舒. Gibbs 自由能最小化法计算二氧化碳-烃-水系统相平衡[J]. 石油学报, 2015, 36(5): 593-599.  
DI Yuan, ZHANG Yuan, WU Yushu. Phase equilibrium calculation of CO<sub>2</sub>-hydrocarbons-water system based on Gibbs free energy minimization[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(5): 593-599.
- [19] 李宾飞, 叶金桥, 李兆敏, 等. 高温高压条件下 CO<sub>2</sub>-原油-水体系相间作用及其对界面张力的影响[J]. 石油学报, 2016, 37(10): 1265-1272.  
LI Binfei, YE Jinqiao, LI Zhaomin, et al. Phase interaction of CO<sub>2</sub>-oil-water system and its effect on interfacial tension at high temperature and high pressure[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1265-1272.
- [20] 鞠斌山, 秦积舜, 李治平, 等. 二氧化碳-原油体系最小混相压力预测模型[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 274-277.  
JU Binshan, QIN Jishun, LI Zhiping, et al. A prediction model for the minimum miscibility pressure of the CO<sub>2</sub>-crude oil system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 274-277.

(收稿日期 2017-02-23 改回日期 2017-08-08 编辑 王培玺)

版权所有