

# 高温高压 CO<sub>2</sub>/水交替微观驱油机制及运移特征

王明<sup>1</sup>, 杜利<sup>1</sup>, 聂法健<sup>1</sup>, 韩宏彦<sup>2</sup>, 龙运前<sup>3</sup>, 宋洪庆<sup>2</sup>

1. 中国石化中原油田石油勘探开发研究院, 濮阳 457001

2. 北京科技大学土木与环境工程学院, 北京 100083

3. 浙江海洋学院创新应用研究院, 舟山 316022

**摘要** 针对复杂的油藏环境, 利用高温高压微观可视化模拟系统, 在 60℃、18 MPa 下进行 CO<sub>2</sub>/水交替驱油实验, 以便更直观、清楚地观察水、二氧化碳气体及 CO<sub>2</sub>/水交替驱的驱油现象。通过观察水、二氧化碳气体和 CO<sub>2</sub>/水交替驱油过程中多相流体的渗流过程及残余油分布状况, 详细地描述多相流体在多孔介质中的运移特征, 并应用图像处理技术和软件分析方法定量分析各阶段模型内残余油比例。结果表明, CO<sub>2</sub>/水交替驱油既克服了水驱替过程中的绕流现象, 也降低了二氧化碳驱过程中气沿渗透性好的孔道、区窜进问题, 使水、气驱替优势互补。CO<sub>2</sub>/水交替驱与二氧化碳驱相比提高采收率 12.31%。从而为 CO<sub>2</sub>/水交替驱油提高采收率技术进一步发展提供基础。

**关键词** 高温高压; 微观可视化模拟; 气/水交替驱油; 提高采收率

**中图分类号** TE357

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.36.013

## Microscopic Visualization Simulation of CO<sub>2</sub>/Water Alternating Flooding

WANG Ming<sup>1</sup>, DU Li<sup>1</sup>, NIE Fajian<sup>1</sup>, HAN Hongyan<sup>2</sup>, LONG Yunqian<sup>3</sup>, SONG Hongqing<sup>2</sup>

1. Research Institute of Petroleum Exploration & Production, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang 457001, China

2. School of Civil & Environmental Engineering, University of Science and Technology, Beijing 100083, China

3. Innovation Application Institute, Zhejiang Ocean University, Zhoushan 316022, China

**Abstract** In this study, a high-temperature and high-pressure microscopic visualization model was used to simulate water flooding, CO<sub>2</sub> flooding and water-alternating-gas (WAG) flooding using CO<sub>2</sub> at 60℃ and 18 MPa in complex reservoirs. Multiphase fluid displacement features in porous media were described in detail by observing the multi-phase fluid flow and residual oil distribution in the process of water flooding, CO<sub>2</sub> flooding and WAG flooding. The residual oil ratio at each process was quantitatively analyzed using image processing technology and software analysis. The experimental results show that WAG flooding not only decreased fluid slipstream in water flooding, but also reduced gas breakthrough along the high permeability pore in CO<sub>2</sub> flooding. WAG flooding made the advantages of water flooding and CO<sub>2</sub> flooding complementary to each other, increasing the oil recovery by 12.31% compared with CO<sub>2</sub> flooding.

**Keywords** high temperature and high pressure; microscopic visualization simulation; gas/water alternating flooding; improve the recovery efficiency

有关 CO<sub>2</sub>/水交替驱提高采收率机制的研究较多, 但目前大多局限于宏观定性描述, 还未见真正意义上的高温高压微

观可视化的成果。CO<sub>2</sub>/水交替注入(GAW)是由水驱和 CO<sub>2</sub>驱两项传统驱油工艺组合而成的提高采收率技术, 经多年研究

收稿日期: 2014-07-29; 修回日期: 2014-10-08

基金项目: 北京市高校青年英才计划项目(2013012601601)

作者简介: 王明, 博士, 研究方向为渗流力学、油气田开发, 电子信箱: seasky517@126.com

引用格式: 王明, 杜利, 聂法健, 等. 高温高压 CO<sub>2</sub>/水交替微观驱油机制及运移特征[J]. 科技导报, 2014, 32(36): 80-85.

已在部分现场显示具有良好驱油效果及更优的经济性<sup>[1-4]</sup>。物理模拟实验是驱油技术获取清晰机制和准确参数所不可或缺的研究手段。其中,微观渗流模拟能够为机制描述提供直观现象及半定量数据支撑,是重要的物理模拟方法之一<sup>[4-7]</sup>。

目前,多数研究仅针对高压下不同油藏温度开展岩心的CO<sub>2</sub>/水交替驱渗流实验<sup>[8,9]</sup>,不能很好地观察到CO<sub>2</sub>/水交替驱的过程中油水运移特征,以及油、气、水三相的分布情况等<sup>[10-12]</sup>。本研究针对这一问题,建立具备高温高压模拟能力(≤25 MPa,≤110℃)的微观可视渗流模拟系统<sup>[13-17]</sup>,对CO<sub>2</sub>/水交替驱开展微观模拟研究,并与水驱、二氧化碳驱作用进行对比,揭示CO<sub>2</sub>/水交替驱的作用机制。对水和二氧化碳驱而言,任何单一介质的驱替均不能产生驱油的最佳效果,本研究中交替驱弥补了单相驱的不足,有利于提高残余油的流动度,提高驱油效率。

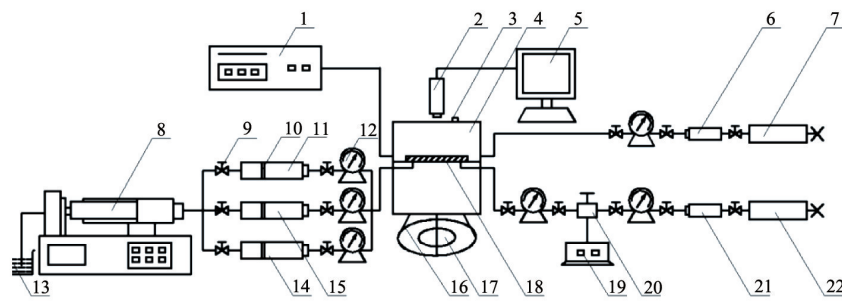
## 1 材料和方法

### 1.1 实验材料

实验微观模型:中原油田的濮检4-42岩心微观模型,渗透率为 $113 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,喉道均较细小;实验用油:地下黏度 $1.82 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,密度 $0.74 \sim 0.75 \text{ g/cm}^3$ ,地面黏度 $12.63 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,密度 $0.85 \sim 0.86 \text{ g/cm}^3$ ;实验用水:水型CaCl<sub>2</sub>型,黏度 $0.5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,矿化度 $23.7 \times 10^4 \text{ mg/L}$ ,氯离子含量 $16 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 。实验温度 $60^\circ\text{C}$ ,实验压力为 $18 \text{ MPa}$ 。实验气体为纯度99.5%的CO<sub>2</sub>。

### 1.2 实验装置

高温高压微观驱油实验装置主要由注入泵、模型夹持器、驱替系统、回压系统、环压系统、压力监视系统和图像采集系统等组成(图1)。该装置能够利用普通玻璃微观实验模型进行压力 $25 \text{ MPa}$ 以下、压差 $8 \text{ MPa}$ 以下、温度 $150^\circ\text{C}$ 以下的各种微观实验。实验是将微观仿真玻璃模型置于高温高压耐腐蚀圆柱形容器中后,再进行微观观察和驱替。



1—温度控制器(即温度控制系统);2—CDD录像仪;3—放空阀;4—模型夹持器;5—图像显示器;6—第一储液罐(内含水,即第三水泵入机构);7—手动泵;8—驱替泵;9—调节阀;10—活塞;11—第一中间容器(内含模拟油,即油泵入机构);12—精密压力表;13—烧杯(内含水);14—第二中间容器(内含水,即第一水泵入机构);15—第三中间容器(CO<sub>2</sub>);16—支架;17—平面光源;18—微观可视模型;19—微量计量器;20—回压阀;21—第二储液罐(内含水,即第二水泵入机构);22—手动泵

图1 高温高压微观驱油装置示意

Fig. 1 High-temperature and high-pressure microscopic displacement device

### 1.3 实验步骤与方法

微观驱油实验具体步骤为:1)将模型安装到夹持器内,关闭放空阀;2)向模型中注水,同时调整环压和回压,对模型加热、加压;3)向模型中注入原油直至饱和状态;4)一次水驱,注入地层水,驱替速度为 $0.05 \text{ mL/min}$ ,水驱 $1.2$ 倍孔隙体积(PV)后结束,对剩余油分布、剩余油形态以及标注的重点区域拍照;5)进行二氧化碳气体( $0.2 \text{ PV}$ )-水-二氧化碳气体( $0.2 \text{ PV}$ )交替驱后,对剩余油分布、剩余油形态以及标注的重点区域拍照;6)后续水驱,注入自来水,驱替方法和速度交替驱时保持一致,水驱结束后,对剩余油分布、剩余油形态以及标注的重点区域拍照,实验结束;观察记录实验现象,并用同样的方法进行水、CO<sub>2</sub>驱油对照实验。

## 2 结果与讨论

### 2.1 高温高压水微观驱油机制分析

在水驱油过程中,由于模型亲水,注入水进入孔隙喉道时,是沿着孔道壁表面“爬行”进入的,注入水的前缘为一个

凹形面。在水驱前缘过后初期,水流分散为大小不等的水滴,这时水呈分散相而油呈连续相。随着注水量的增大,驱走一部分原油,孔道中含水饱和度增大,水相逐渐变为连续相,而油相变为分散相,见图2(a)。连续水相形成水流通道后,分散的油相不易被驱走。在一部分细长孔道中,水驱前缘过后形成油水相间的段塞。在这种情况下油水运动阻力较大,有时段塞滞留不前。当压力不平衡,局部有波动,克服流动阻力时,油水段塞会向前运移。在较长时间的两相流动过程中,油水会不断交替进入这些孔道,形成大小不等的油水段塞,见图2(b)。

油滴在运动过程中经过细小喉道时会发生小孔分散现象,即在一定压差下,大油滴经过细小喉道会分散成小油滴,或者挤压成油丝。这些小油滴运动到大孔道时,由于流速减小,又可能聚集成大油滴,见图3。这种情况的发生主要是因为孔喉半径的急剧变化,即毛管阻力的急剧变化所致。水驱过程中的绕流和孔道尺寸的不同,使大量的剩余油不能被驱出来。

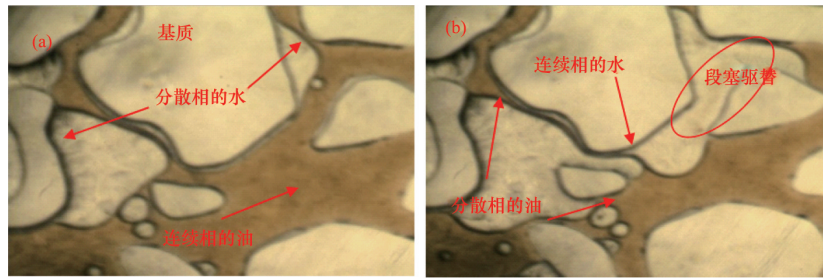


图2 水驱油过程中油水分布转变特征及油水段塞运移特征

Fig. 2 Characteristics of change of water and oil distribution and slug migration in the process of water flooding

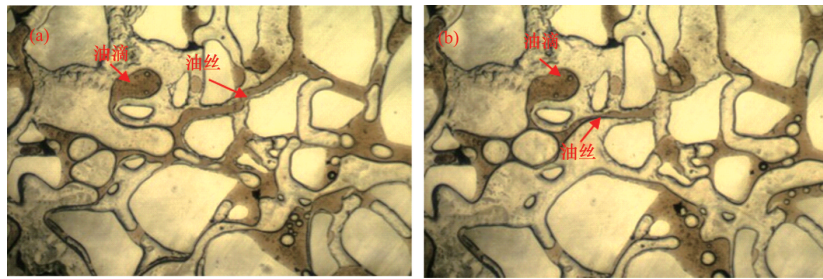


图3 油分散成油滴或挤压成油丝运移特征

Fig. 3 Migration characteristics of oil dispersion

## 2.2 高温高压 CO<sub>2</sub> 微观驱油机制分析

模型中饱和油过程结束,压力在未达到临界混相压力时,二氧化碳驱油过程为 CO<sub>2</sub> 非混相驱替,孔道内的原油与 CO<sub>2</sub> 运移的变化情况,见图4。由图4(a)可知,CO<sub>2</sub> 与原油之间

存在明显两相流,界面形状较锐利,油气各自占据自己的空间,未出现混相带,微观指进现象严重,形成气窜,波及面积几乎不再扩大。由图4(b)可知,CO<sub>2</sub> 驱后孔隙中的油仍然是连续相,驱替相的 CO<sub>2</sub> 则以分散的形式占据着大孔隙。

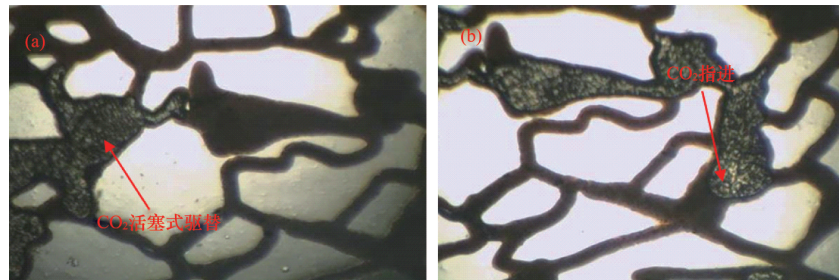


图4 CO<sub>2</sub> 非混相驱油过程中原油与 CO<sub>2</sub> 运移变化特征

Fig. 4 Characteristics of crude oil and the CO<sub>2</sub> migration in immiscible CO<sub>2</sub> flooding

由图5(a)可知,油膜附近逐渐形成浅粉色透明液体。这是由于部分原油溶解了 CO<sub>2</sub>,使其原油黏度降低,提高了油的流动能力。由图5(b)可知,在 CO<sub>2</sub> 驱替作用下,CO<sub>2</sub> 运移特征主要体现在通过喉道时极易被卡断成气泡进入下一级孔隙,

并在大孔道中聚并成大的气团,充满整个孔隙,将其中的油推出。因此,在较低的压力下,CO<sub>2</sub> 非混相驱是通过降低油黏度来增加油的流动能力,提高原油的采收率。

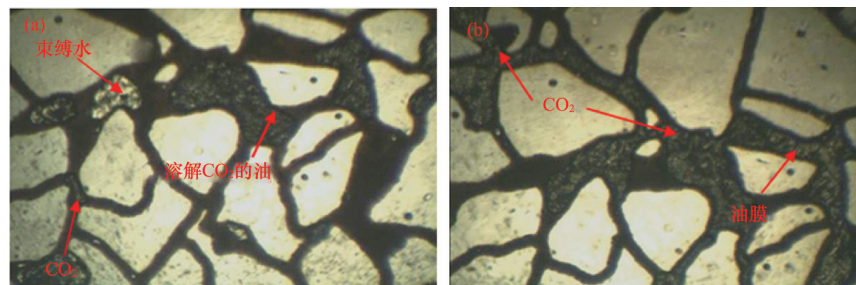


图5 二氧化碳气体驱油过程中 CO<sub>2</sub> 运移特征

Fig. 5 Characteristics of CO<sub>2</sub> migration in CO<sub>2</sub> flooding

实验中当压力为18 MPa时,微观模型中可以看到CO<sub>2</sub>和油混相的过程,如图5。CO<sub>2</sub>首先沿阻力较小的通道进入孔隙。当CO<sub>2</sub>接触到油时,在油液接触前缘会停留一段时间,与油混合达到混相,随即形成一个模糊区域,这个区域便是CO<sub>2</sub>与原油形成的过渡带。

如图6(a)所示,随着过渡带中CO<sub>2</sub>含量增多,过渡带颜色越变越浅,随后过渡带渐渐消失,而气体向前推进一段距离

后又与油形成过渡带,这说明混相过程是一个多级接触的动态过程。

由图6(b)可清晰地观察到混相过渡带,与非混相相比,原油与CO<sub>2</sub>之间的界面变得模糊。在CO<sub>2</sub>气体突破前,混相形成的油墙还没有与CO<sub>2</sub>充分接触,但混相中的流体可以进入很多单相气体无法进入的微小空隙,从而扩大了波及面积、驱动了更多的油。

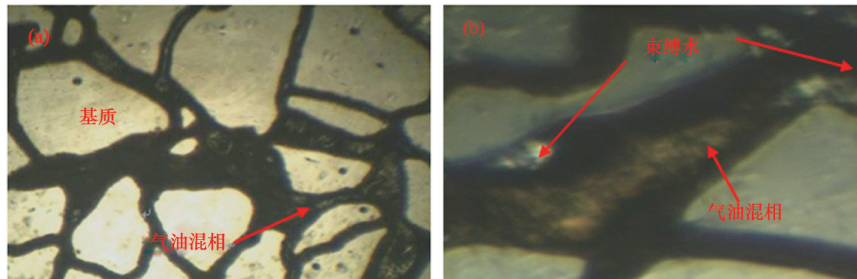


图6 CO<sub>2</sub>混相驱替过程中油气运移过程

Fig. 6 Oil and gas migration in miscible CO<sub>2</sub> flooding

### 2.3 高温高压CO<sub>2</sub>/水交替微观驱油机制分析

实验在60℃温度条件下,18 MPa压力下,CO<sub>2</sub>与水比例为1:1,注入速度为0.05 mL/min,段塞0.2 PV的条件下,用澳检4-42岩心微观模型按照水驱-气驱-水驱-气驱-后续水驱的实验流程完成实验,且进行效果对比。

微观模型饱和油后进行1.2 PV的水驱,水驱后进行CO<sub>2</sub>/水交替驱油过程,注入的部分CO<sub>2</sub>与水和油的相界面处会发生传质扩散,致使CO<sub>2</sub>在原油和水中溶解。溶于水后可使得水的黏度增加,运移性能提高,溶于油后使得原油体积膨胀,黏度降低,从而降低油水界面张力,提高原油采收率(图7)。

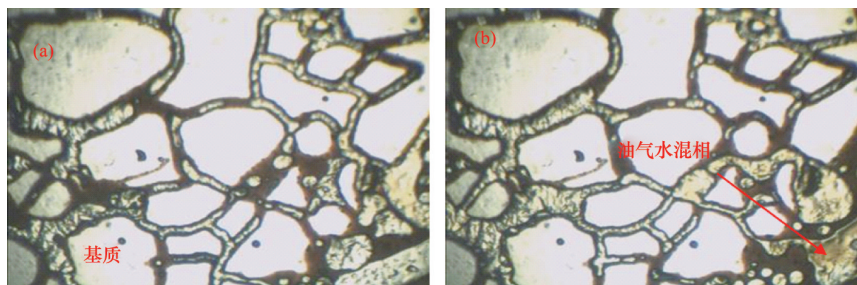


图7 气水交替驱过程中出口附近原油的流动特征

Fig. 7 Characteristics of crude oil flow around the exit in WAG flooding

CO<sub>2</sub>/水交替驱油过程中,如图8(a)在模型中有一部分CO<sub>2</sub>以气相的状态存在,出现了三相共存的现象。由图8(b)可以看出,由于界面张力的存在,油中CO<sub>2</sub>气泡呈球形,当气泡运移到喉道处时,由于孔道和喉道的半径差使得气泡或油滴两端的弧面毛管力表现为阻力,在通过半径较小的喉道时必须拉长并改变形状,这种变形将消耗一部分能量,从而减

缓气泡或油滴运动,增加额外的阻力,从而发生了贾敏效应。实验中贾敏效应的出现,增大了后续注入介质的阻力,减缓了水和CO<sub>2</sub>的指进程度,扩大了后续液流的波及体积。

CO<sub>2</sub>/水交替驱油既克服了水驱替过程中的绕流现象,也降低气驱过程中气沿渗透性好的孔道气窜进问题,使水、气驱替优势互补。

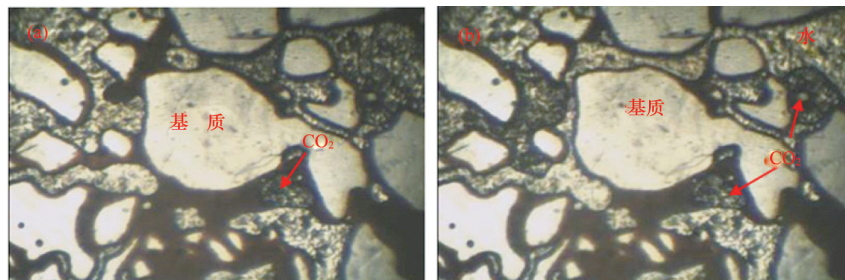


图8 气水交替驱过程中三相共存及贾敏现象

Fig. 8 Coexistence of the three phases and Jamin effect in WAG flooding

### 3 微观驱油效果分析

#### 3.1 微观驱油剩余油分布特征

##### 3.1.1 水驱剩余油分布特征

对于整个微观驱油过程来说,各孔道之间流体流动不均衡。在水驱结束时,可以看到模型中仍有大量的剩余油。如图9(a),剩余油的形式多种多样:簇状剩余油、柱状、盲端状、膜状及孤岛状等形式。盲端状剩余油存在于大量的孔隙盲端中,且盲端越深,其剩余油量越大,也越不易被驱替出来。

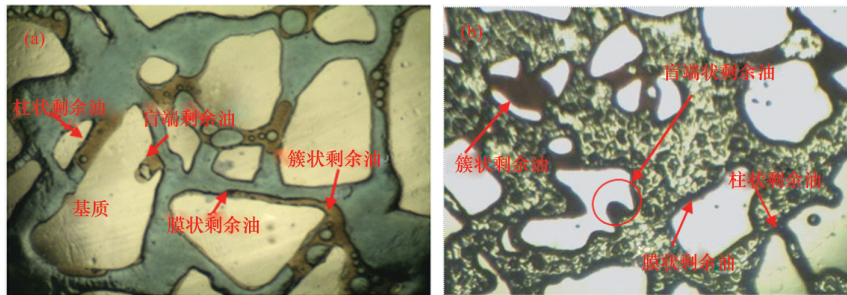


图9 不同形状剩余油分布特征

Fig. 9 Remaining oil distribution in different shapes

##### 3.1.2 二氧化碳驱剩余油分布特征

由于气体分子之间的距离大,有较大的压缩性、膨胀性和较小的内聚力以及极强的变形能力。因此,气驱后剩余油主要分布在气体未波及到的喉道阻力较大的孔隙中以及非均质模型中的中低渗透层。气驱过的孔隙中,喉道处油较多。由图9(b)可见,盲端状剩余油主要是指被CO<sub>2</sub>扫过后密封于死角或孔隙盲端的剩余油,而与其相连的孔喉则大部分被CO<sub>2</sub>取代。

##### 3.1.3 CO<sub>2</sub>/水交替驱剩余油分布特征

CO<sub>2</sub>/水交替后剩余油分布见图10。模型中由于在交替驱过程中二氧化碳混相作用,油的黏度降低,改善孔隙中油水两相的流度比,扩大波及体积,提高采收率;由图10(a)可

知,与水驱、二氧化碳驱相比:膜状、盲端剩余油减少,柱状剩余油存留于垂直于流向的孔隙中;由图10(b)可知,模型中主流通道内的许多油滴被驱出,几乎不存在剩余油,孔隙壁面分布着较薄的膜状剩余油。

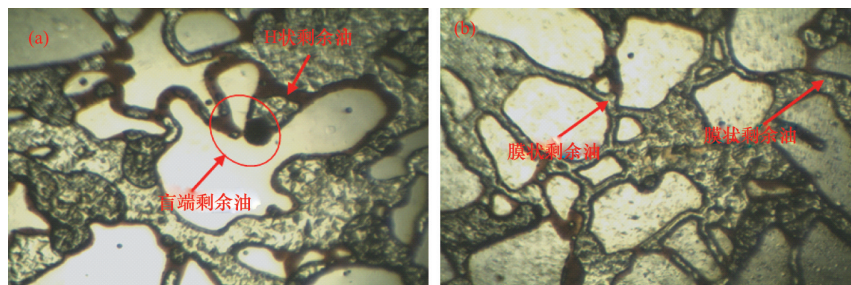


图10 气水交替驱孔道中剩余油分布特征

Fig. 10 Remaining oil distribution in the channel in WAG flooding

#### 3.2 不同形状剩余油的变化定量分析

利用图像处理技术及软件分析方法,提出一整套CO<sub>2</sub>/水交替驱微观驱替实验剩余油分布的定量分析方法。利用Photoshop软件对图像进行预处理,主要包括亮度调整、灰度调整、对比度调整等。在图片处理的基础上,通过Matlab对图像灰度数值大小进行分辨,计算出模型中剩余油的比例以及不同类型剩余油的变化情况。

CO<sub>2</sub>/水交替作用后,能有效启动不同类型剩余油,对不同类型剩余油的变化情况进行了定量分析,结果如图11所示。由图11可知,水驱作用对不同类型剩余油的作用效果由大到小分别为柱状剩余油、簇状剩余油、膜状剩余油、盲端剩余油;而CO<sub>2</sub>驱对不同类型剩余油的作用效果明显是柱状剩余油,其余3种类型剩余油的效果都差不多;CO<sub>2</sub>/水交替驱对不同类型剩余油的作用效果比单独水驱、二氧化碳驱明显提

高,通过计算得出CO<sub>2</sub>/水交替驱对不同类型剩余油的作用效果依次为盲端剩余油>膜状剩余油>柱状剩余油>簇状剩余油。

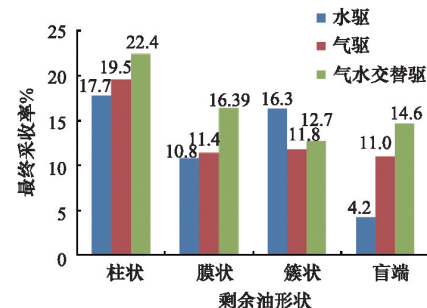


图11 驱替前后不同类型剩余油变化

Fig. 11 Different types of remaining oil change before and after displacement

### 3.3 不同驱油方式下的采收率

为比较水驱、CO<sub>2</sub>驱、CO<sub>2</sub>/水交替对剩余油的采出效率,采用图像预处理和Matlab编程对模型内的剩余油进行定量分析(表1)。CO<sub>2</sub>/水交替驱的最终采收率比CO<sub>2</sub>驱高12.31%。

CO<sub>2</sub>/水交替驱油既克服了单纯水或气驱替过程中的绕流和渗透率层间差异造成的大量残余油问题,也减弱了气驱过程中气沿渗透性好的层、区窜进问题,使水、气驱替优势互补。

表1 不同注入剂驱后剩余油变化定量分析

Table 1 Quantitative analysis of residual oil change after displacement using different infusion

驱替方式	饱和油像素比例	水驱后像素比例	CO <sub>2</sub> 驱后剩余油比例	气水交替剩油比例	后续水驱后剩油像素比例	采收率/%
水驱	0.5130	0.3393	—	—	0.2622	48.90
CO <sub>2</sub> 驱	0.4858	—	0.3060	—	0.2235	53.70
CO <sub>2</sub> /水交替驱	0.4681	0.2751	—	0.1958	0.1591	66.01

## 4 结论

1) 水驱剩余油分布特征分析发现,水驱剩余油中连片状剩余油以片状剩余油和簇状剩余油为主,分散型剩余油以柱状、盲端状为主。

2) CO<sub>2</sub>驱替过程中存在着混相驱和非混相驱。非混相驱可以使CO<sub>2</sub>溶解在原油中来降低油黏度来增加油的流动能力,混相驱替原油与二氧化碳形成混相带,扩大波及面积实现提高采收率的目的。

3) CO<sub>2</sub>/水交替驱时,由于CO<sub>2</sub>与原油混相后,原油黏度降低,在水动力携带作用下,较大剩余油被拉丝、截断,随着水的驱动被驱替出来;模型中由于CO<sub>2</sub>作用,改善孔隙中油水两相的流度比,扩大波及体积,提高采收率。

4) CO<sub>2</sub>/水交替驱的最终采收率比CO<sub>2</sub>驱高12.31%,CO<sub>2</sub>/水交替驱对不同类型剩余油的作用效果依次为盲端剩余油>膜状剩余油>柱状剩余油>簇状剩余油。

### 参考文献(References)

- [1] 张茂林,谭光天,梅海燕,等. 葡北油田气水交替混相驱数值模拟研究[J]. 断块油气田, 2003, 10(1): 40-43.  
Zhang Maolin, Tan Guangtian, Mei Haiyan, et al. Portugal north oil field gas water exchange miscible flooding numerical simulation study [J]. Journal of Fault Block Oil and Gas Fields, 2003, 10(1): 40-43.
- [2] 朱华银,周娟,万玉金. 多孔介质中气水渗流的微观机理研究[J]. 石油实验地质, 2004, 26(6): 571-573.  
Zhu Huayin, Zhou Juan, Wan Yujin. Microscopic mechanism of the porous medium gas water seepage study[J]. Geological Oil Experiment, 2004, 26(6): 571-573.
- [3] 冯庆贤,唐国庆,陈智宇,等. 水/气交替驱微观实验研究[J]. 油气采收率技术, 1995, 2(4): 6-13.  
Feng Qingxian, Tang Guoqing, Chen Zhiyu, et al. Water/gas alternating flooding microscopic study[J]. Journal of Oil and Gas Recovery Technology, 1995, 2(4): 6-13.
- [4] 冯宝峻,高畅,王晓玲. 水气交替注入试验效果分析[J]. 大庆石油地质与开发, 1995, 14(3): 60-62.  
Feng Baojun, Gao Cheng, Wang Xiaoling. Water alternating injection test effect analysis[J]. Journal of Daqing Petroleum Geology and Development, 1995, 14(3): 60-62.
- [5] 彭远进,刘建仪,王仲林. 注气混相驱中水气切换问题实验研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(9): 86-88.  
Peng Yuanjin, Liu Jianyi, Wang Zhonglin. Moisture switch problems in gas injection miscible flooding experiment research[J]. Journal of Natural Gas Industry, 2005, 25(9): 86-88.
- [6] 娄兆彬,杨朝光,王志鹏,等. 中原油田高压低渗油藏注氮气效果及其分析[J]. 西部探矿工程, 2005, 5(2): 23-25.  
Lou Zhaobin, Yang Chaoguang, Wang Zhipeng, et al. Zhongyuan oilfield high pressure nitrogen gas injection effect of low permeability

- reservoirs, and its analysis[J]. Journal of western exploration engineering, 2005, 5(2): 23-25.
- [7] Ghafoori A, Shahbazi K. The experimental investigation of nitrogen and carbon dioxide water-alternating-gas injection in a carbonate reservoir [J]. Petroleum Science and Technology, 2012, 30: 1071-1081.
- [8] 张德平. CO<sub>2</sub>驱采油技术研究与应用现状[J]. 科技导报, 2011, 29(13): 75-78.  
Zhang Deping. CO<sub>2</sub> flooding oil production technology research and application status quo[J]. Science & Technology Review, 2011, 29(13): 75-78.
- [9] 范希良,廖新维,张组波,等. 水驱后油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率与埋存实验研究[J]. 科技导报, 2009, 27(6): 48-50.  
Fan Xiliang, Liao Xinwei, Zhang Zubo, et al. CO<sub>2</sub> flooding after water flooding reservoirs to improve recovery efficiency and storage experiment study[J]. Science & Technology Review, 2009, 27(6): 48-50.
- [10] 赵金省,刘笑春,杨棠英,等. 一种测定CO<sub>2</sub>驱最小混相压力的实验方法[J]. 科技导报, 2013, 31(15): 56-58.  
Zhao Jinsheng, Liu Xiaochun, Yang Tangying, et al. An experimental method for determination of CO<sub>2</sub> flooding minimum miscible pressure [J]. Science & Technology Review, 2013, 31(15): 56-58.
- [11] 油气田开发专业标准化技术委员会. SY-T 6573—2003最低混相压力细管实验测定法[S]. 北京: 中国标准出版社, 2003.  
Oil-gas Field Development Standardization Technical Committee. SY-T 6573—2003 measurement method for minimum miscibility pressure by slim tube test[S]. Beijing: Standards Press of China, 2003.
- [12] 张英芝,杨正明,唐立根,等. 特低渗油藏注CO<sub>2</sub>驱油微观机制[J]. 科技导报, 2012, 30(35): 56-58.  
Zhang Yingzhi, Yang Zhengming, Tang Ligen, et al. An experimental method for determination of CO<sub>2</sub> flooding minimum miscible pressure [J]. Science & Technology Review, 2012, 30(35): 56-58.
- [13] ELelement D J, Masters J H K, Sargent N C. Assessment of three-phase re-lative permeability model using laboratory hysteresis data[A]. SPE 84903, 2003.
- [14] 朱维耀,夏小雪,郭省学,等. 高温高压条件下油藏内源微生物微观驱油机理[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 528-535.  
Zhu Weiyao, Xia Xiaoxue, Guo Shengxue, et al. Indigenous microorganisms microscopic oil displacement mechanism under high temperature and high pressure conditions[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3): 528-535.
- [15] 李士轮,张正卿,冉新权,等. 注气提高石油采收率技术[M]. 成都: 四川科学技术出版社, 2001.  
Li Shilun, Zhang Zhengqing, Ran Xinquan, et al. Gas injection enhanced oil recovery technology[M]. Chengdu: Sichuan Science and Technology Press, 2001.
- [16] 侯健,张顺康,袁十宝. 聚合物驱微观渗流实验剩余油分布的定量分析研究[J]. 水动力学研究与进展: A辑, 2006, 21(1): 41-45.  
Hou Jian, Zhang Shunkang, Yuan Shibao. Quantitative analysis of the polymer flooding microscopic seepage experiment of remaining oil distribution of study[J]. Water Dynamics Research and Progress in A series, 2006, 21(1): 41-45.
- [17] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111-117.  
Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad[J]. Oil and Gas Geology, 2012, 33(1): 111-117.

(责任编辑 吴晓丽)