

## 缝洞型碳酸盐岩油藏CO<sub>2</sub>注入方式及部位优化

赵凤兰<sup>1,2,3</sup>, 席园园<sup>1,2,3\*</sup>, 侯吉瑞<sup>1,2,3</sup>, 王建斐<sup>1,2,3</sup>, 苏伟<sup>1,2,3</sup>, 赵腾<sup>1,2,3</sup>

(1.中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249; 2.中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室,北京 102249; 3.中国石化海相油气藏开发重点实验室,北京 100086)

**摘要:**缝洞型碳酸盐岩油藏以大型溶洞、溶蚀孔洞及裂缝为主要储集渗流空间,连通方式复杂,非均质性强。CO<sub>2</sub>吞吐及CO<sub>2</sub>驱替可通过补充地层能量及溶解降粘作用来改善油田开发效果,是一种有效的开发方式。根据现场地质资料,设计并制作室内三维仿真物理模型以模拟典型缝洞油藏单元,通过室内实验模拟CO<sub>2</sub>吞吐及CO<sub>2</sub>驱替过程,分析生产动态,考察高、低部位井CO<sub>2</sub>吞吐的增产效果,并对比高、低部位井CO<sub>2</sub>吞吐与驱替对采出程度的影响,在此基础上分析缝洞型碳酸盐岩油藏注气替油机理。实验结果表明:利用底水与次生气顶间的相互作用及井位优势,高部位井CO<sub>2</sub>吞吐比低部位井CO<sub>2</sub>吞吐采收率高16.09%;利用吞吐与驱替过程中不同的气体控制范围,高、低部位井CO<sub>2</sub>吞吐采收率比CO<sub>2</sub>驱替采收率分别高8.07%和5.01%,CO<sub>2</sub>吞吐效果优于CO<sub>2</sub>驱替效果。

**关键词:**缝洞型碳酸盐岩油藏 CO<sub>2</sub>吞吐 CO<sub>2</sub>驱替 三维仿真模型 采收率

中图分类号:TE357.42

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)02-0067-06

## Optimization of injection manners and injection positions of CO<sub>2</sub> huff and puff in fractured-vuggy carbonate reservoirs

Zhao Fenglan<sup>1,2,3</sup>, Xi Yuanyuan<sup>1,2,3\*</sup>, Hou Jirui<sup>1,2,3</sup>, Wang Jianfei<sup>1,2,3</sup>, Su Wei<sup>1,2,3</sup>, Zhao Teng<sup>1,2,3</sup>

(1. *Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China;*  
2. *MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China;*  
3. *Key Laboratory of Marine Oil & Gas Reservoir Development, SINOPEC, Beijing City, 100086, China*)

**Abstract:** Large caves, water-eroded pores and cracks are the main reservoir spaces of fractured-vuggy carbonate reservoir with complicated connectivity pattern and strong heterogeneity. CO<sub>2</sub> huff and puff and CO<sub>2</sub> displacement are effective productive method, which can improve development effect by supplying formation energy and reducing oil viscosity through dissolved CO<sub>2</sub> in oil. According to the field geological data, a 3D simulation physical model was designed and used in laboratory experiment to simulate the typical fractured-vuggy reservoir units, and a series of laboratory experiments were carried out to simulate CO<sub>2</sub> huff and puff and CO<sub>2</sub> displacement processes. The dynamics of production was analyzed. The stimulation effect of CO<sub>2</sub> huff and puff in high and low position was researched and the recovery percentage in high or low position with CO<sub>2</sub> huff and puff and CO<sub>2</sub> displacement was compared. On this basis, the mechanism of gas injection and oil displacement in the fractured-vuggy reservoir was analyzed. Experimental results show that the EOR of CO<sub>2</sub> huff and puff in high position is 16.09% higher than that in low position due to the interaction between bottom water and secondary gas cap and the advantage of well location. Taking advantage of the different controlling areas of gas, the oil recovery of CO<sub>2</sub> huff and puff in high and low position is 8.07% and 5.01% higher than that of CO<sub>2</sub> displacement, respectively. The effect of CO<sub>2</sub> huff and puff is superior to that of CO<sub>2</sub> displacement.

收稿日期:2016-12-09。

作者简介:赵凤兰(1973—),女,山东商河人,副教授,从事提高采收率与化学采油相关的科研和教学工作。联系电话:13683639583, E-mail:zhfl@cup.edu.cn。

\*通讯作者:席园园(1990—),女,山东聊城人,在读硕士研究生。联系电话:18801303552, E-mail:254643606@qq.com。

基金项目:国家“973”计划“碳酸盐岩缝洞型油藏开采机理及提高采收率基础研究-缝洞型油藏提高采收率方法研究及优化”(2011CB20100603),国家科技重大专项“碳酸盐岩油田开发关键技术-缝洞型碳酸盐岩油藏提高开发效果技术”(2011ZX05014-003)。

**Key words:** fractured-vuggy carbonate reservoir; CO<sub>2</sub> huff and puff; CO<sub>2</sub> displacement; 3D simulation model; oil recovery

缝洞型碳酸盐岩油藏储集渗流空间以溶洞、裂缝为主,有效储集渗流体的分布具有局部分散性和非均质性强的特点<sup>[1-2]</sup>。该类油藏没有统一的压力系统、油水界面与开发动态<sup>[3-5]</sup>。随着缝洞单元注水替油周期的增加,周期产油量越来越少,注水替油效果越来越差,如何提高油井的动用储量成为三次采油的重要主题。CO<sub>2</sub>气体具有溶解降粘、体积膨胀、萃取轻质组分等作用,可以在一定程度上提高采收率;注气是补充地层能量、抑制底水和提高油井生产能力的有效方法之一,相关专家已对注气启动剩余油的效果和相关理论进行了研究<sup>[6-8]</sup>,但目前在CO<sub>2</sub>注入部位及注入方式(吞吐或驱替)等方面仍存在争议。

塔河油田四区油层是具有不同储渗特征、流体特征及压力特征的缝洞单元体,不同地域分布着密度不等的高角度构造缝,内部油水流动特征及井间连通关系复杂<sup>[4-5]</sup>。油藏埋深为5 600 m左右,地层温度在60 ℃以上,油层压力为55 MPa左右<sup>[5,9-10]</sup>。为了研究CO<sub>2</sub>气体对该类油藏生产动态的影响,笔

者根据油田生产动态及地质资料,设计了室内三维仿真物理模型,利用不同的实验方案评价高、低部位井CO<sub>2</sub>吞吐及CO<sub>2</sub>驱替的增产效果,并对比高、低部位井CO<sub>2</sub>吞吐与驱替对采出程度的影响,以期为缝洞型碳酸盐岩油藏注气方式的优选及开发方案的设计提供实验依据。

### 1 三维仿真模型制作

根据塔河油田S48单元地质模型,选取最典型的6层地质剖面,圈出具有开采价值的缝洞网络。依据缝洞型碳酸盐岩油藏两相流相似准则原理<sup>[3]</sup>,模型在缝洞比、缝洞密度和裂缝宽度等方面尽可能接近实际油藏<sup>[11]</sup>。设计圆形柱状模型:岩心直径为400 mm,厚度为56 mm,缝洞体积为2 678.9 mL,模型示意如图1a所示。并根据井史资料设定井组单元5口井的深度,模拟油井实际流动动态。模型从上至下依次为第1—6层,1号井最深,钻穿1—6层;2号井钻穿1—5层;3号井钻穿1—4层;4号井钻穿

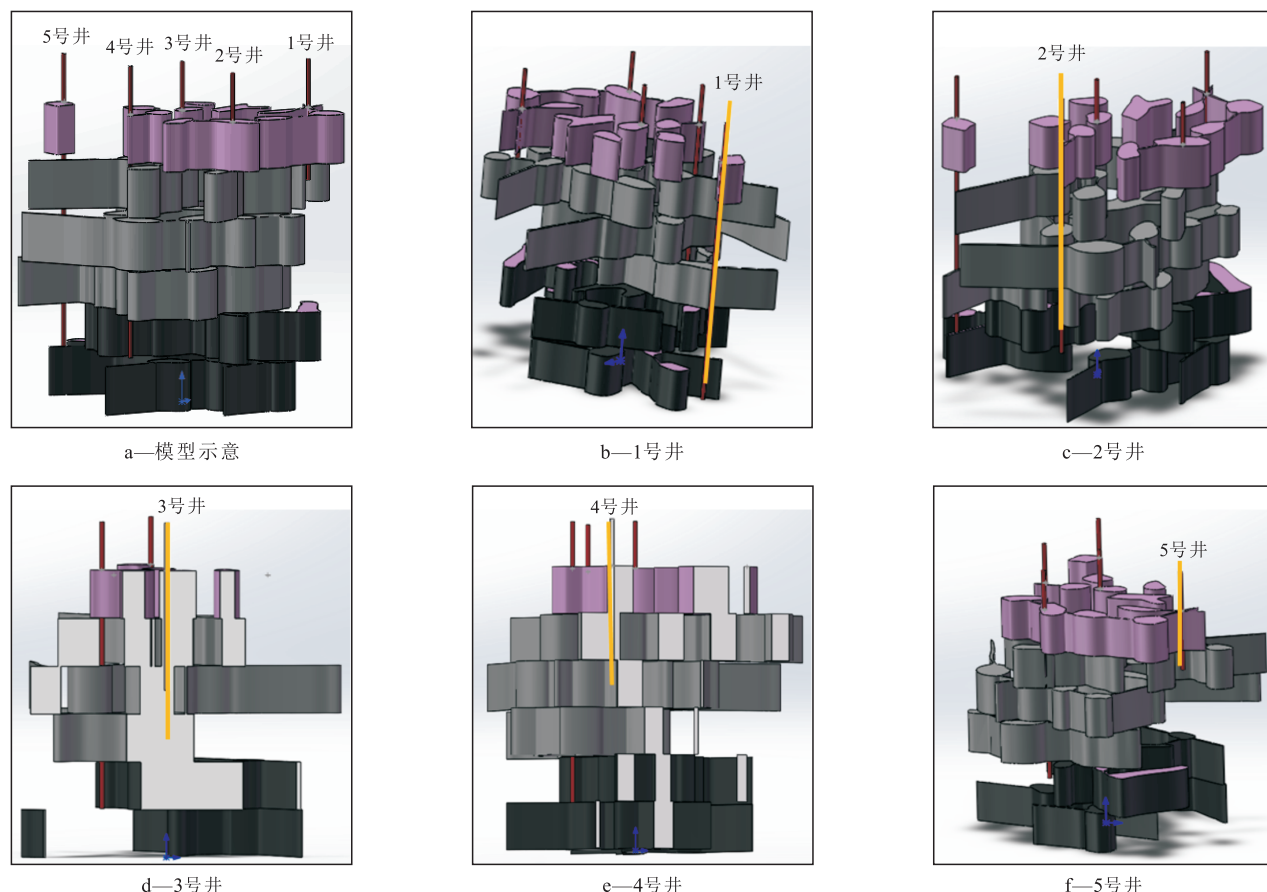


图1 三维立体缝洞型模型示意

Fig.1 Diagrams of 3D fractured-vuggy model

1—3层;5号井最浅,仅钻穿1—2层(图1b—1f)。

根据模型中5口井井底周围的缝洞连通情况(图2),5号井井底穿插在裂缝交叉处(图2b),裂缝发育相对较多,裂缝与溶洞之间具有较好的连通性;4号井、3号井井底位置均在溶洞边缘(图2c,图2d),但3号井井底所处的溶洞通过裂缝与周围溶洞连通,而4号井穿插的溶洞与油藏其他储集空间通过裂缝及溶洞连通;2号井井底位于溶洞中(图2e),通过裂缝连通周围储集空间;1号井井底位于裂缝中,与周围溶洞具有较好的连通性,距离底水最近。

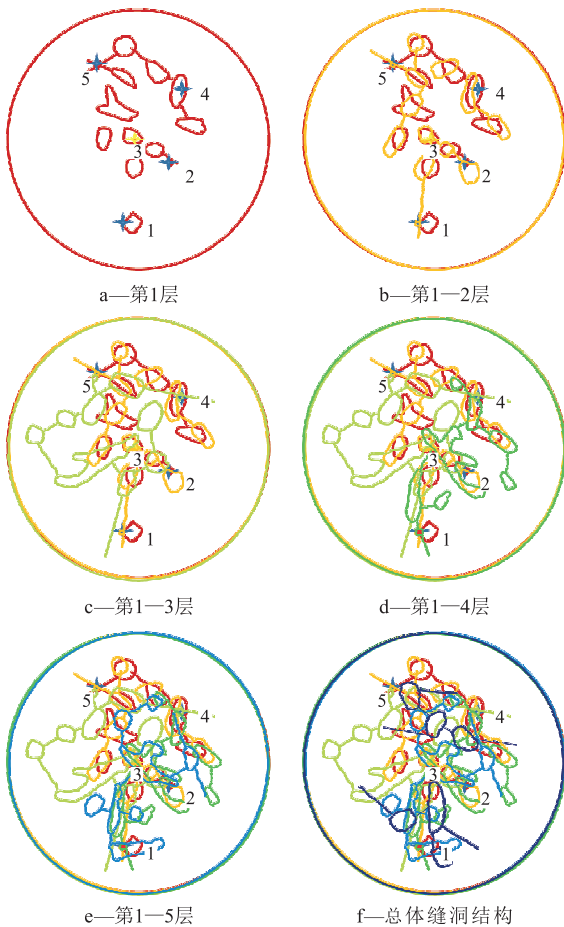


图2 三维立体缝洞型模型不同层位缝洞结构

Fig.2 Fractured-vuggy structures in different horizons of fractured-vuggy carbonate reservoir

## 2 实验材料及实验流程

### 2.1 实验材料

实验用油为地面脱气后的原油油样与煤油复配而成的模拟油,温度为60℃时的粘度为23.6 mPa·s。实验用地层水为根据油田地层水中各离子的含量配制的模拟地层水,密度为1.032 g/cm<sup>3</sup>,矿化度为200 000 mg/L。实验用气体为纯度为99.99%的CO<sub>2</sub>。

### 2.2 实验设备及流程

实验设备包括2PB00C系列平流泵(工作压力为0~40 MPa,流速为0.01~10 mL/min)、六通阀、活塞式中间容器(工作压力为0~36 MPa,容积为2 L)、压力传感器(量程为0~10 MPa)。实验流程如图3所示。

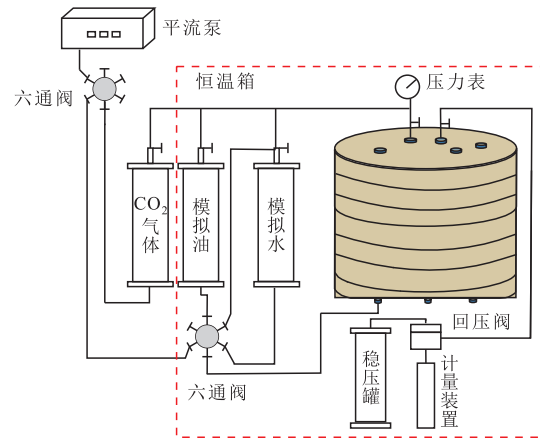


图3 缝洞型碳酸盐岩油藏CO<sub>2</sub>注入方式及部位优化实验流程

Fig.3 Experimental process for optimization of injection manners and injection positions of CO<sub>2</sub> huff and puff in fractured-vuggy carbonate reservoir

### 2.3 实验方案与步骤

根据油田实际注采情况及生产参数,按照几何相似、物理相似准则,对注采数据进行拟合,得到CO<sub>2</sub>吞吐实验和CO<sub>2</sub>驱替实验方案中的注采参数,进而与实际油藏的生产动态相匹配。并对模型高部位井(5号井)、低部位井(2号井)均实施CO<sub>2</sub>吞吐及CO<sub>2</sub>驱替实验。

**CO<sub>2</sub>吞吐实验** 实验步骤包括:①将模型抽真空,饱和模拟地层水,记录饱和地层水量,即缝洞体积;②模型饱和模拟油,记录饱和油体积,计算束缚水饱和度和原始含油饱和度;③以10 mL/min的流速对模型进行底水驱替,模拟底水锥进过程,当某口井含水率达到98%时停止底水驱,将其转为注水井;④以5 mL/min的流速转注水,此时底水流速为6 mL/min,模拟注水补充地层能量过程,当某口井含水率达到98%时,停止注水;⑤将CO<sub>2</sub>中间容器、岩心模型和稳压装置都控制为3 MPa,以5 mL/min的流速注入CO<sub>2</sub>气体,注入时间为20 min,焖井24 h;⑥在弱底水(流速为4 mL/min)能量下开井生产,记录产油量、产水量、产气量及压力。

**CO<sub>2</sub>驱替实验** 实验步骤包括:步骤①—步骤④同CO<sub>2</sub>吞吐实验;⑤转注水水窜后,在弱底水(流速为4 mL/min)能量下,以5 mL/min的流速注入CO<sub>2</sub>气体,驱替原油,记录产油量、产水量、产气量及压力。



### 3 实验结果与分析

#### 3.1 CO<sub>2</sub>吞吐效果

溶洞裂缝模型在水驱结束后还残留大量剩余油<sup>[12-15]</sup>,为判断剩余油含量及评价CO<sub>2</sub>吞吐对剩余油的启动情况,对高、低部位井实施CO<sub>2</sub>吞吐方案。

##### 3.1.1 高部位井

水驱结束后,由于油井井位较高,油水界面并未上升到高部位井井底。随着模型注入一定量的CO<sub>2</sub>气体后,模型压力先上升后下降最后趋于稳定(图4)。这是因为气体注入模型后会沿着各个方向在油藏中扩散、运移,流动方向具有一定的随机性,受油气密度差的作用,部分气体到达构造高部位或者停留在高于注气部位的位置,形成次生气顶,顶替掉该位置的原油,从而占据原油的空间,出现压力上升的现象,压力从3.049 MPa上升至3.297 MPa;部分气体会以气泡的形式聚集在油井周围,将油井周围的气体推开。但焖井一段时间后,少量CO<sub>2</sub>分子嵌入油相分子间的空隙中,使总体积减小,模型压力呈缓慢下降的趋势,从3.297 MPa下降至3.292 MPa,最后趋于平稳。

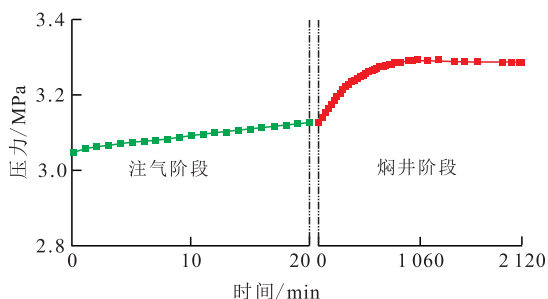


图4 注气和焖井阶段压力响应

Fig.4 Pressure responses in gas injection stage and soak stage

开井生产初期,油水界面距离井底较远,含水率保持为0,产气速率相对较平稳,在35 mL/min左右波动,产油速率从96 mL/min下降至7.25 mL/min,模型压力从3.298 MPa急剧下降至0.066 MPa(图5)。在压差作用下,井底附近滞留的气体携带着少量原油被采出;嵌入原油内部的气体随着开采压力的降低,体积膨胀,挤出油井附近的部分残余油,并在运移过程中膨胀破裂;运移至较高位置的气体由于能量高于底水能量,形成气锥界面,将油气界面以下的原油驱替至井底。

随着开采时间的增加,以游离气、溶解气、次生气顶气形式逸出的气体越来越多,次生气顶的能量逐渐降低,气体锥进趋势减弱。随着含水率逐渐上

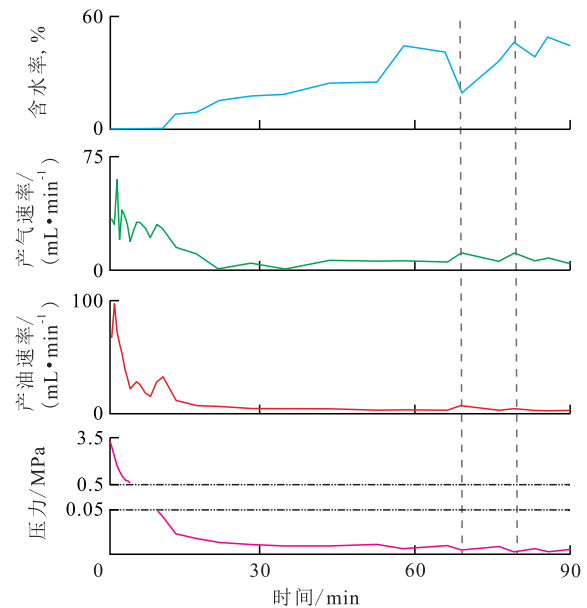


图5 高部位井CO<sub>2</sub>吞吐生产动态曲线

Fig.5 Changes of water cut, gas production rates, oil production rates and pressure of high-position wells in CO<sub>2</sub> huff and puff process

升,气顶能量与底水能量相当,产油速率、产气速率平缓波动,模型压力缓慢下降。但模型内气体的量继续减少,当气顶能量低于底水能量时,模型依靠底水作用,压缩顶部的气体,补充次生气顶能量,同时油水界面升高逐渐形成水锥,含水率升高,产气速率降低,压力升高(图5中虚线之间)。当压缩气体增加的能量高于底水能量时,油水界面降低,含水率降低,形成弱气锥,产气速率降低,压力降低。如此反复,直至水窜。

##### 3.1.2 低部位井

与高部位井CO<sub>2</sub>吞吐过程有所不同,水驱结束后,低部位井含水率高达96.87%,注入CO<sub>2</sub>气体后,油水界面略有降低。开井生产初期,油水界面在井底附近,油气界面在井底之上;含水率显著下降,从92.74%下降至43.75%;产气速率相对较高,达156 mL/min,之后下降至24 mL/min,上下波动;产油速率相对较小;模型压力从3.2 MPa迅速下降至0.062 MPa(图6)。由于气顶能量大于底水能量,在压低水锥界面的同时油井产水量减小。但受井位的限制,油井产水量很快又上升。生产一段时间后,运移至模型上部的气体与原油之间的油气界面距井底的距离相对油水界面距井底的距离远很多,因此当气顶的能量传递到井底时已不及底水的能量,最终生产井发生水窜。

低部位井生产过程中也存在与高部位井相似的过程,即底水协助补充次生气顶能量,虽然含水

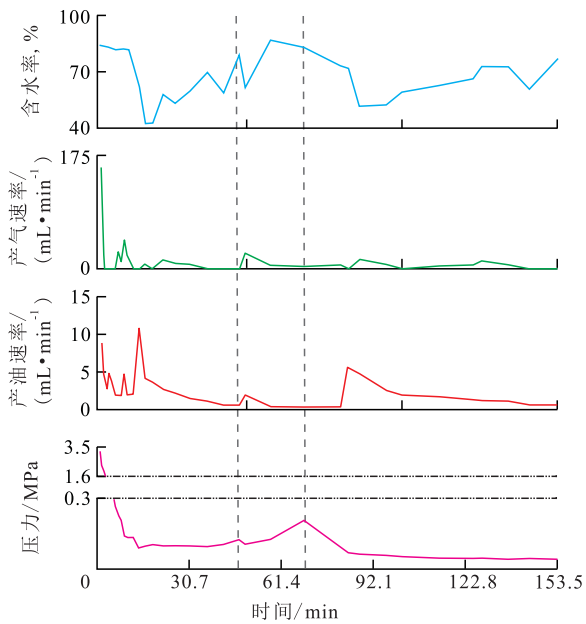


图6 低部位井CO<sub>2</sub>吞吐生产动态曲线

Fig.6 Changes of water cut, gas production rates, oil production rates and pressure of low-position wells in CO<sub>2</sub> huff and puff process

率上升,但增加了模型的压力(图6虚线之间),使聚集在模型顶部的气体可以更好地发挥作用。当气顶能量高于底水能量时,油水界面略微降低,含水率降低;油气界面降低,形成弱气锥;产油速率升高,压力降低(图6虚线右侧),直至水窜。

高部位井与低部位井生产过程中,利用CO<sub>2</sub>溶于原油的性质及底水与次生气顶间的相互作用,大大改善原油的流动性<sup>[7]</sup>,大幅度提高了油藏的采出程度。但由于井位的不同,高、低部位井的采出程度也略有差异。受底水对气顶协助作用较明显的高部位井采收率为26.21%,远大于低部位井10.12%的采收率。

### 3.2 CO<sub>2</sub>驱替效果

溶洞裂缝模型在水驱结束后仍残留大量的剩余油<sup>[14-15]</sup>,为了判断剩余油的含量、评价CO<sub>2</sub>驱替对剩余油的启动情况及CO<sub>2</sub>吞吐与驱替效果的对比,对高、低部位井实施CO<sub>2</sub>驱替方案。

在气驱过程中,由于注气部位与生产部位之间存在一定的压力差,气体在原油中运移扩散的同时会有少量溶解在原油里,大部分气体会沿着流动阻力最小的方向运移,形成1条或几条主要的气体流动通道,还会有少部分气体窜逸至模型顶部。开采初期,依靠底水能量及少量气体携带作用将原油驱至井底,产油速率较高。随着注气量的增加,气体主要窜流通道逐渐形成,窜逸气体的量越来越多,增油效果越来越差,运移至模型上部的气体能量不

及底水能量,最终发生水窜。

对比高部位井与低部位井CO<sub>2</sub>驱替生产动态曲线(图7,图8)可以看出,受模型井位的影响,高部位井CO<sub>2</sub>驱替时形成气体流动通道的时间较低部位井长,所以在驱替过程中气体气窜现象出现较晚,能更好地发挥携带作用;气体的波及体积相对较大,在油藏中运移时能携带更多的原油,从而提高可动储量利用率;注入油藏后窜流至模型顶部的气体相对较多,有助于次生气顶的形成。

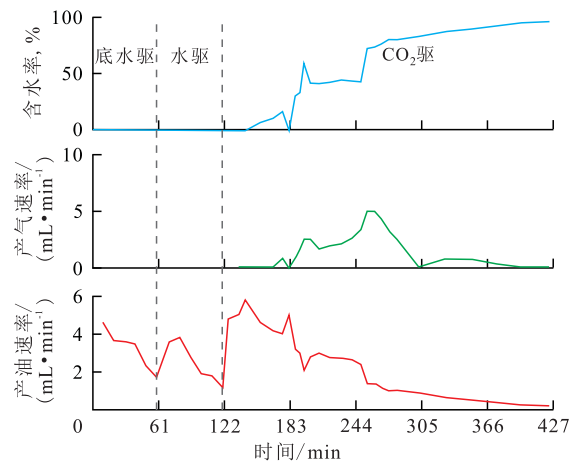


图7 高部位井CO<sub>2</sub>驱替生产动态曲线

Fig.7 Changes of water cut, gas production rates, oil production rates of high-position wells in CO<sub>2</sub> displacement process

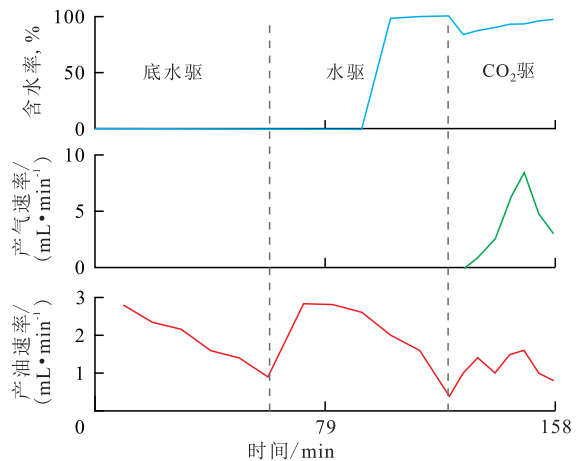


图8 低部位井CO<sub>2</sub>驱替生产动态曲线

Fig.8 Changes of water cut, gas production rates, oil production rates of low-position wells in CO<sub>2</sub> displacement process

### 3.3 CO<sub>2</sub>吞吐与驱替效果对比

高部位井CO<sub>2</sub>吞吐与CO<sub>2</sub>驱替采收率分别为26.21%和18.14%,低部位井两者分别为10.12%和5.11%。高部位井实施CO<sub>2</sub>吞吐作用效果要优于低部位井,采收率高出16.09%。高部位井CO<sub>2</sub>吞吐采收率比CO<sub>2</sub>驱替采收率高8.07%,低部位井CO<sub>2</sub>吞吐采收率比CO<sub>2</sub>驱替采收率高5.01%,可见对于有外来

底水的缝洞型碳酸盐岩油藏,CO<sub>2</sub>吞吐效果要优于CO<sub>2</sub>驱替效果。这是因为相对于驱替过程来讲,吞吐过程较好地保存了注入气体的能量,底水对气顶的协助作用提高了对模型剩余油的开采程度。

## 4 结论

三维仿真物理模型能够模拟典型缝洞单元组合方式及连通关系,可用于研究不同注入方式条件下的开采效果。对于有底水的缝洞型油藏,CO<sub>2</sub>吞吐可形成人工气顶,有效抑制底水锥进,扩大波及体积。此外,底水与次生气顶之间具有协同作用,改善油藏流体的流动性,提高油藏可动储量的采出程度,且构造高部位井CO<sub>2</sub>吞吐效果要优于构造低部位井。在有底水的情况下,缝洞型碳酸盐岩轻质油藏CO<sub>2</sub>吞吐效果要优于CO<sub>2</sub>驱替效果。吞吐过程比驱替过程气顶作用明显,使得构造高部位剩余油被注入的气体替换,从而改善油藏开采效果。相比较而言,注气驱替过程中易发生窜逸,油藏气体利用率较低。

### 参考文献:

- [1] 侯吉瑞,张丽,李海波,等.碳酸盐岩缝洞型油藏氮气驱提高采收率的影响因素[J].油气地质与采收率,2015,22(5):64-68.  
Hou Jirui, Zhang Li, Li Haibo, et al. Influencing factors on EOR nitrogen flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 64-68.
- [2] 荣元帅,胡文革,蒲万芬,等.塔河油田碳酸盐岩油藏缝洞分隔性研究[J].石油实验地质,2015,37(5):599-605.  
Rong Yuanshuai, Hu Wenge, Pu Wangfen, et al. Separation of fractures and cavities in carbonate reservoirs in the Tahe Oil Field [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(5): 599-605.
- [3] 赵凤兰,屈鸣,吴颖衡,等.缝洞型碳酸盐岩油藏氮气驱效果影响因素[J].油气地质与采收率,2017,24(1):69-74.  
Zhao Fenglan, Qu Ming, Wu Jieheng, et al. Influencing factors of the effect of nitrogen gas drive in fractured-vuggy carbonate reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 69-74.
- [4] 柳洲,康志宏,周磊,等.缝洞型碳酸盐岩油藏剩余油分布模式——以塔河油田六七区为例[J].现代地质,2014,28(2):369-378.  
Liu Zhou, Kang Zhihong, Zhou Lei, et al. Distribution model of remaining oil of fractured-vuggy carbonate reservoir in 6-7 area, Tahe Oilfield [J]. Geoscience, 2014, 28(2): 369-378.
- [5] 张希明.新疆塔河油田下奥陶统碳酸盐岩缝洞型油气藏特征[J].石油勘探与开发,2001,28(5):17-22.  
Zhang Ximing. The characteristics of Lower Ordovician fissure-vug carbonate oil and gas pools in Tahe oil field, Xinjiang [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5): 17-22.
- [6] 沈平平,陈兴隆,秦积舜.CO<sub>2</sub>驱替实验压力变化特性[J].石油勘探与开发,2010,37(2):211-215.  
Shen Pingping, Chen Xinglong, Qin Jishun. Pressure characteristics in CO<sub>2</sub> flooding experiments [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 211-215.
- [7] 吴文有,张丽华,陈文彬.CO<sub>2</sub>吞吐改善低渗透油田开发效果可行性研究[J].大庆石油地质与开发,2001,20(6):51-53.  
Wu Wenyu, Zhang Lihua, Chen Wenbin. Feasibility of improving the development efficiency of low permeable oil field using CO<sub>2</sub> huff and puff [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2001, 20(6): 51-53.
- [8] 张怀文,张翠林,多力坤.CO<sub>2</sub>吞吐采油工艺技术研究[J].新疆石油科技,2006,16(4):19-21.  
Zhang Huaiwen, Zhang Cuilin, Duo Likun. Research of oil production technology of CO<sub>2</sub> huff and puff [J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2006, 16(4): 19-21.
- [9] 郭臣,谷茸.塔河油田奥陶系稠油油藏地质特征及开发技术对策[J].科技与企业,2014,(23):70.  
Guo Chen, Gu Rong. Geological characteristics and development countermeasures of heavy oil reservoir in Ordovician in Tahe oil field [J]. Technology and Enterprise, 2014, (23): 70.
- [10] 吕爱民.碳酸盐岩缝洞型油藏工程方法研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2007.  
Lü Aimin. Study of reservoir engineering methods for fractured-vuggy carbonate reservoirs [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2007.
- [11] 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.
- [12] 王建华,李娣,曾文广,等.塔河缝洞型油藏氮气+二氧化碳吞吐先导试验[J].大庆石油地质与开发,2015,34(6):110-113.  
Wang Jianhai, Li Di, Zeng Wenguang, et al. Pilot test of N<sub>2</sub> & CO<sub>2</sub> huff and puff in Tahe fractured-vuggy reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(6): 110-113.
- [13] 刘炳官.CO<sub>2</sub>吞吐法在低渗透油藏的试验[J].特种油气藏,1996,3(2):46-48.  
Liu Bingguan. CO<sub>2</sub> stimulation test in low permeability reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1996, 3(2): 46-48.
- [14] 刘中春.塔河缝洞型油藏剩余油分析与提高采收率途径[J].大庆石油地质与开发,2015,34(2):62-68.  
Liu Zhongchun. Analyses of the remained oil and EOR methods for Tahe paleokarst reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2): 62-68.
- [15] 康志江,赵艳艳,张允,等.缝洞型碳酸盐岩油藏数值模拟技术与应用[J].石油与天然气地质,2014,35(6):944-949.  
Kang Zhijiang, Zhao Yanyan, Zhang Yun, et al. Numerical simulation technology and its application to fractured-vuggy carbonate reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 944-949.