

# 缝洞型碳酸盐岩油藏CO<sub>2</sub>单井吞吐 生产特征及影响因素

苏伟<sup>1,2,3</sup>, 侯吉瑞<sup>1,2,3</sup>, 赵腾<sup>1,2,3</sup>, 席园园<sup>1,2,3</sup>, 王凤刚<sup>4</sup>

(1.中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249; 2.中国石化海相油气藏开发重点实验室,北京 102249;  
3.石油工程教育部重点实验室,北京 102249; 4.中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司,天津 300450)

**摘要:**为明确缝洞型碳酸盐岩油藏CO<sub>2</sub>单井吞吐提高采收率机理,设计并制作了模拟缝洞型油藏具有不同吞吐位置的吞吐岩心装置,分析具有强底水能量的缝洞型碳酸盐岩油藏不同吞吐位置的CO<sub>2</sub>吞吐生产动态特征,以及生产压差、CO<sub>2</sub>注入量和吞吐周期对CO<sub>2</sub>吞吐效果的影响。实验结果表明,中部位置更适合注气吞吐,吞吐阶段采出程度为6.15%,换油率为0.887 mL/mL,中部位置注CO<sub>2</sub>可以向上、下2个方向扩散溶解,有效地扩大了波及体积。CO<sub>2</sub>吞吐时存在一个合理的生产压差,确定了合理生产压差也就决定了合理的注入量,最终决定了最高采出程度;整个吞吐过程中,第2个周期原油总采出程度最高,前4个周期吞吐产出油量占总产油量的57%,为吞吐的主要产油阶段。

**关键词:**缝洞型碳酸盐岩油藏 CO<sub>2</sub>吞吐 室内实验 影响因素 提高采收率

中图分类号:TE344

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)06-0108-06

## Production performance and influencing factors of CO<sub>2</sub> huff and puff in the carbonate fractured-cavity reservoir

Su Wei<sup>1,2,3</sup>, Hou Jirui<sup>1,2,3</sup>, Zhao Teng<sup>1,2,3</sup>, Xi Yuanyuan<sup>1,2,3</sup>, Wang Fenggang<sup>4</sup>

(1. Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 2. Key Laboratory of Marine Oil & Gas Reservoirs Production, SINOPEC, Beijing City, 102249, China; 3. The Ministry of Education Key Laboratory of Petroleum Engineering, Beijing City, 102249, China; 4. CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin City, 300450, China)

**Abstract:** In order to investigate the EOR mechanism of CO<sub>2</sub> huff and puff for the single well in the carbonate fractured-cavity reservoir, a pressure-resistant physical model which contained three different well completion positions (upper position, middle position and lower position) was designed and fabricated. The dynamic production performance of CO<sub>2</sub> huff and puff in three completion positions with strong bottom water was studied firstly. And the effect of producing pressure drop, CO<sub>2</sub> injection volume, and huff and puff cycles on CO<sub>2</sub> huff and puff was researched. The experimental results show that the middle completion position was the most suitable position for CO<sub>2</sub> huff and puff, in which the recovery degree was 6.15% and the gas utilization factor was 0.887 mL/mL. CO<sub>2</sub> injected from the middle position could diffuse and dissolve in the heavy oil from two directions, which could expand the swept volume. Furthermore, there exists a suitable producing pressure drop during CO<sub>2</sub> huff and puff. And the reasonable CO<sub>2</sub> injection volume was then determined according to the producing pressure drop. Thus the highest recovery degree could be obtained. During the whole huff and puff, the ultimate recovery degree at the second cycle was the highest, and oil production of the previous four cycles of CO<sub>2</sub> huff and puff accounted for 57% of the total oil production, which is the main oil production stage.

**Key words:** carbonate fractured-cavity reservoir; CO<sub>2</sub> huff and puff; laboratory experiment; influencing factors; enhance oil recovery

收稿日期:2017-07-31。

作者简介:苏伟(1990—),男,江苏南通人,在读博士研究生,从事提高采收率与采油化学研究。联系电话:15801168159, E-mail: suwei-cup@foxmail.com。

基金项目:国家科技重大专项“缝洞型碳酸盐岩油藏提高开发效果技术——补充能量注入体系优选实验研究”(2011ZX05014-003),国家“973”计划“碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率基础研究——提高采收率方法研究及优化”(2011CB201006)。

塔中奥陶系海相碳酸盐岩具备 $1 \times 10^9$  t储量的油气资源<sup>[1]</sup>,是中国已经发现的储量最大的碳酸盐岩缝洞型油藏<sup>[2]</sup>,其储集空间主要由大小不等的裂缝带、溶洞、溶洞孔隙和微细裂缝组成。奥陶系碳酸盐岩缝洞系统由于古岩溶地貌作用,最为发育的是峰丛洼地区的溶洞系统<sup>[3-5]</sup>。塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏主要依靠天然能量开发,能量衰竭较快,产量下降迅速。因此,常规开发方式以边底水驱和注水开发为主,后续三次采油主要以注气开发为主。在多井缝洞单元的下部注水补充能量可改变液流方向<sup>[6]</sup>,扩大波及体积,但是随着缝洞单元注水替油周期的增加,注水周期内产油量越来越少,吨水换油率越来越小,注水效果越来越差<sup>[7-9]</sup>。许多学者对塔河油田注气顶替高部位的剩余油做了大量研究<sup>[10-12]</sup>,但是大多是直接采用气体置换高部位阁楼油,并且研究所用物理模型对完井部位的影响鲜有涉及。为此,笔者结合CO<sub>2</sub>吞吐提高采收率的优势<sup>[13-18]</sup>,利用CO<sub>2</sub>与原油的物性关系,设计并制作了具有不同吞吐位置的吞吐岩心装置,分析具有强底水能量的缝洞型碳酸盐岩油藏CO<sub>2</sub>吞吐生产动态特征以及生产压差和注入量、吞吐周期对CO<sub>2</sub>吞吐的影响。

## 1 实验部分

### 1.1 实验设备与材料

设计模拟缝洞型碳酸盐岩油藏不同吞吐位置CO<sub>2</sub>吞吐效果的吞吐岩心装置,使用碳酸盐岩碎块作为填充介质。CO<sub>2</sub>吞吐模拟实验装置(图1)主要包括:恒速恒压计量泵,工作压力为0~40 MPa;空气压缩机和气罐增压系统(江苏海安华达石油设备有限公司生产);吞吐岩心装置长度为700 mm,直径为64.5 mm,容积为2 287.22 mL。

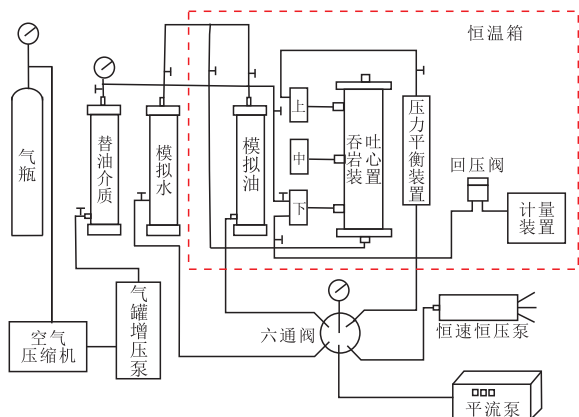


图1 CO<sub>2</sub>吞吐模拟实验装置

Fig.1 Experimental apparatus of CO<sub>2</sub> huff and puff simulation

实验用油为某油田脱气原油,60℃时原油粘度为952 mPa·s;实验用水为配制的模拟地层水,矿化度为200 000 mg/L;实验用CO<sub>2</sub>的纯度为99.9%;计量气体采用排液法(饱和碳酸氢钠溶液)。

### 1.2 实验方案

#### 1.2.1 不同吞吐位置CO<sub>2</sub>吞吐实验

实验温度为60℃,模型压力为35 MPa,回压为10 MPa,生产压差为25 MPa(吞吐装置上限压力为40 MPa),焖井时间为2 d(保证吞吐介质与原油达到稳定状态),吞吐周期为1个。开井以恒定的速度生产,同时以注入速率为3 mL/min注入底水模拟缝洞底水锥进;吞吐位置分别在吞吐岩心装置的上部、中部和底部(图1),用以近似模拟矿场生产井的完井位置在洞体剖面的上部、中部和底部。

具体实验步骤为:①吞吐岩心装置抽真空,饱和模拟地层水,计算缝洞体积。②向吞吐岩心装置饱和实验用油,记录饱和油体积和排出水体积,计算原始含油饱和度和束缚水饱和度。③加压至35 MPa时,注入CO<sub>2</sub>共100 mL(60℃,10 MPa)。④焖井2 d,出口端连接10 MPa回压阀并开井生产,同时在装置底部以注入速率为3 mL/min注入底水,模拟缝洞底水能量。⑤计量产油量和产气量,直至吞吐出口端含水率为98%时实验停止。

#### 1.2.2 影响因素分析

吞吐位置设定为吞吐岩心装置的中部,实验温度为60℃,回压设定为10 MPa,模型压力分别为15,16.5,18,19.5和20.5 MPa,CO<sub>2</sub>注入量设定为0~6.5 PV,吞吐周期为9个。各组实验步骤与1.2.1相同,不同之处为实验过程中没有底水能量补充,影响因素分析不考虑能量补充的影响。

## 2 CO<sub>2</sub>吞吐生产特征

### 2.1 上部吞吐

由上部CO<sub>2</sub>吞吐产液动态及生产动态曲线(图2)可以看出:当采出时间小于25 min时,总产液速率由5.08 mL/min迅速下降至1.34 mL/min,30 min时总产液速率回升到3.52 mL/min,基本与底水注入速率3 mL/min达到平衡;压力由34.8 MPa迅速下降至10.768 MPa,并很快达到平衡。由此可以判断出25 min时弹性吞吐过程基本结束。该实验条件下,上部CO<sub>2</sub>吞吐实验吞吐阶段的累积产油量为67.7 mL,采出程度为4.62%,吞吐换油率为0.581 mL/mL。模拟油藏上部进行CO<sub>2</sub>吞吐时,大量的CO<sub>2</sub>积聚在油藏高部位,生产过程中CO<sub>2</sub>大部分与原油分离,气体成

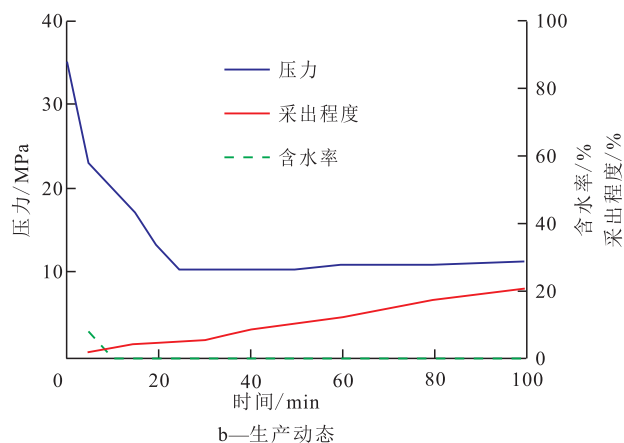
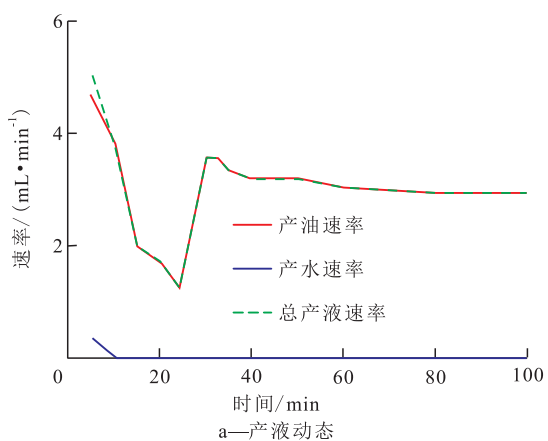


图2 上部CO<sub>2</sub>吞吐产液动态及生产动态曲线

Fig.2 Dynamic production curves of CO<sub>2</sub> huff and puff in upper side completion

为连续相,原油作为分散相被采出,导致最终采收率不高。

2.2 中部吞吐

由中部CO<sub>2</sub>吞吐产液动态及生产动态曲线(图3)可以看出,当采出时间小于35 min时,压力由38.78 MPa迅速下降至12.188 MPa,与回压压差稳定在2 MPa左右,产油速率稳定;总产液速率由6.94 mL/min下降至1.02 mL/min,40 min时总产液速率回升到2.66 mL/min,基本与底水的注入速率3 mL/min达到平衡。由此可以判断,生产35 min时弹性吞吐过程基本结束。该实验条件下,中部CO<sub>2</sub>吞吐实验吞吐阶段的累积产油量为90.1 mL,采出程度为6.15%,吞吐换油率为0.887 mL/mL。模拟油藏中部进行CO<sub>2</sub>吞吐时,CO<sub>2</sub>出气量适中,CO<sub>2</sub>大量溶于原油中,采出液形成泡沫油,产油时间段较连续,明显提高了吞吐效果,中部吞吐能有效采出该部位剩余油。

2.3 底部吞吐

由底部CO<sub>2</sub>吞吐产液动态及生产动态曲线(图4)可以看出,当采出时间小于15 min时,压力由35.018 MPa迅速下降至11.143 MPa,并很快达到平衡;总产液速率由5.36 mL/min下降到2.40 mL/min,

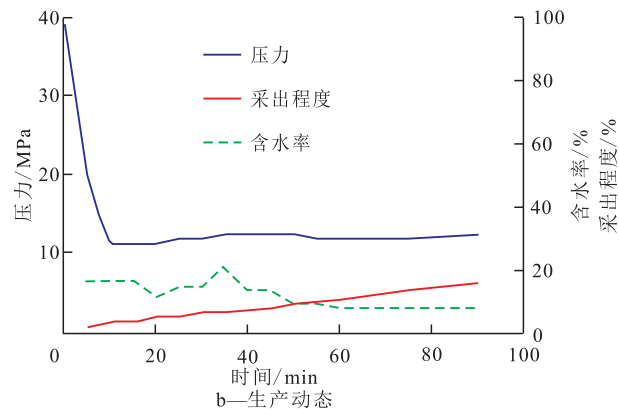
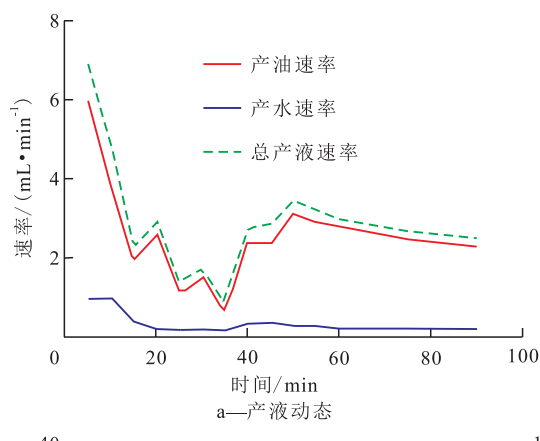


图3 中部CO<sub>2</sub>吞吐产液动态及生产动态曲线

Fig.3 Dynamic production curves of CO<sub>2</sub> huff and puff in middle side completion

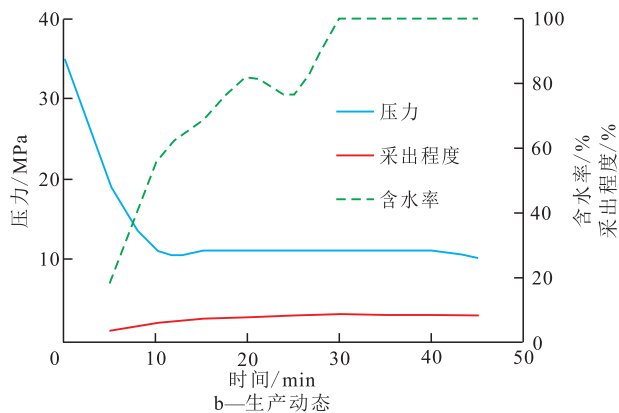
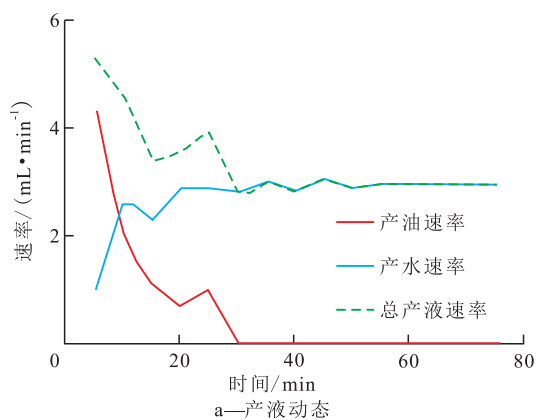


图4 底部CO<sub>2</sub>吞吐产液动态及生产动态曲线

Fig.4 Dynamic production curves of CO<sub>2</sub> huff and puff in lower side completion

显著降低,20 min时总产液速率回升到2.86 mL/min,基本与底水的注入速率3 mL/min达到平衡,由此可以判断生产15 min时弹性吞吐过程基本结束。该实验条件下,下部CO<sub>2</sub>吞吐实验吞吐阶段的累积产油量为37.7 mL,采出程度仅为2.57%,吞吐换油率为0.562 mL/mL。模拟油藏底部进行CO<sub>2</sub>吞吐时,吞吐时间持续较短,生产过程中CO<sub>2</sub>出气量也比较少,生产位置很快见水,这是由于下部完井位置与底水距离很近,生产过程很短,底水很快侵入,导致无水采收期较短。因此,CO<sub>2</sub>吞吐对底部的残丘油和水锥绕流油有一定的作用,但效果不明显。

### 3 影响因素

#### 3.1 生产压差和CO<sub>2</sub>注入量

由不同生产压差(5~10.5 MPa)和CO<sub>2</sub>注入量下采出程度变化规律(图5)可知,随着CO<sub>2</sub>注入量增大,不同生产压差下采出程度在初始阶段显著增加,中后期趋于平稳,表明存在合理的CO<sub>2</sub>注入量,当注入量超过合理注入量时,既不会产生增产作用,更增加了经济成本。根据图5可以得到不同生产压差下合理注入量和最大采出程度的关系(图6),采出程度随着生产压差的增大而增大,但不同阶段增幅不同;当生产压差低于8.5 MPa时,采出程度增幅较大,当生产压差大于8.5 MPa时,采出程度增幅趋于平缓,同时,在生产压差低于合理生产压差(8.5 MPa)时,所需的CO<sub>2</sub>合理注入量随生产压差的增大线性降低。因此可以推断进行CO<sub>2</sub>吞吐时存在一个合理的生产压差,确定了合理生产压差也就决定了合理注入量,最终决定了最高采出程度,一味降低井底流压以提高生产压差并不会取得明显的增产效果。

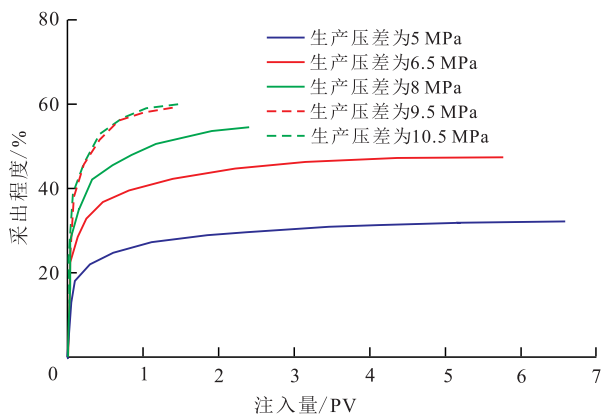


图5 不同生产压差下CO<sub>2</sub>注入量与采出程度的关系  
Fig.5 Recovery degree curves of different CO<sub>2</sub> injection volumes at different producing pressure drops

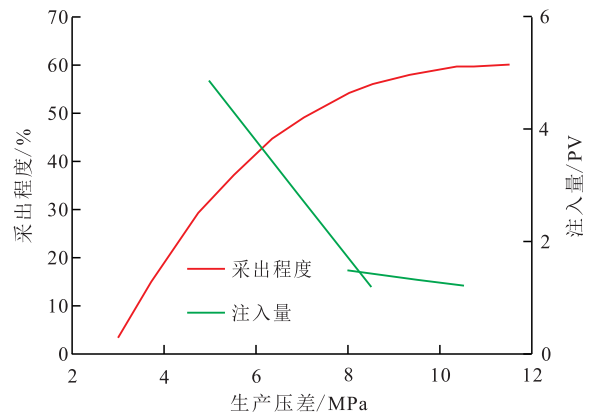


图6 不同生产压差下采出程度与合理注入量的关系  
Fig.6 Relation between ultimate recovery degree and reasonable injection volume at different producing pressure drops

由不同生产压差和不同CO<sub>2</sub>注入量时吞吐过程的生产气油比(图7)可见,总体看来,生产气油比与CO<sub>2</sub>注入量呈线性关系。从5组不同生产压差的生产气油比可以看出:在CO<sub>2</sub>注入量一定的条件下,当生产压差大于8 MPa时,生产气油比近似相同;当生产压差小于8 MPa时(如5和6.5 MPa),生产气油比近似相同,这表明生产压差8 MPa为该实验条件下CO<sub>2</sub>吞吐的分界点,高压差下CO<sub>2</sub>吞吐过程中生产气油比大于低压差时CO<sub>2</sub>吞吐的生产气油比,因此生产压差8 MPa为该实验条件下最合理的生产压差,这与图7相互印证,当生产压差大于或者小于8 MPa时,生产气油比过大和过小都不利于发挥CO<sub>2</sub>溶解携带原油等作用。

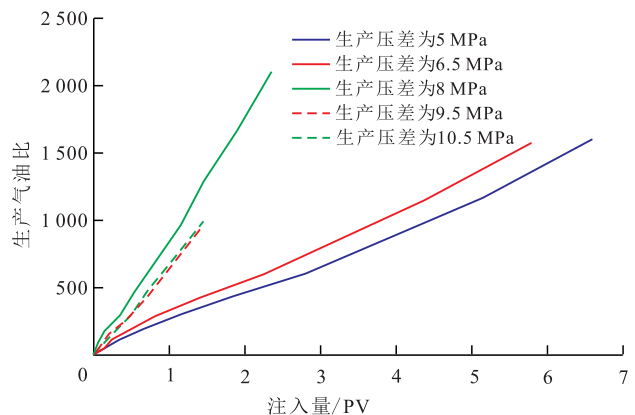


图7 不同生产压差下CO<sub>2</sub>注入量与生产气油比的关系  
Fig.7 Producing gas-oil ratio at different CO<sub>2</sub> injected pore volumes and producing pressure drops

#### 3.2 吞吐周期

当生产压差为5,6.5和8 MPa时,原油总采出程度分别为47%,58%和65%;当生产压差为10.5 MPa时,此时生产压差大于最优生产压差8 MPa,原油最终采出程度接近71%(图8)。这是由于当CO<sub>2</sub>以超临界状态存在时,其在稠油中的溶解度大于气体状

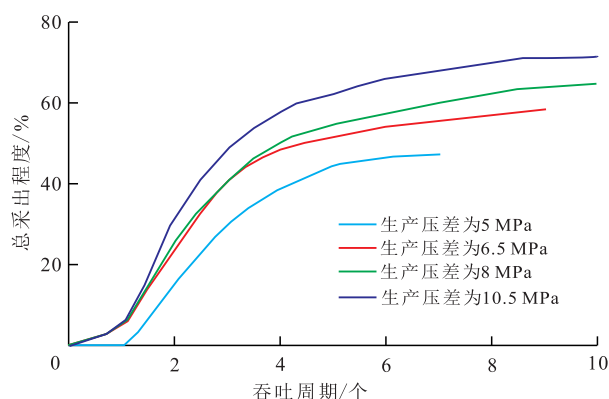


图8 不同生产压差下各吞吐周期总采出程度对比

Fig.8 Ultimate recovery degree at different production cycles and producing pressure drops

态的,此时 $\text{CO}_2$ 降低原油粘度效果最好。

各吞吐周期 $\text{CO}_2$ 吞吐提高采出程度对比结果证明第2个周期 $\text{CO}_2$ 吞吐原油采出程度最高(图9)。整个吞吐过程中,前4个周期吞吐采出油量占总产油量的57%,经过9个周期的吞吐,继续注 $\text{CO}_2$ 吞吐基本没有增油效果。产出油粘度与原油粘度对比(图10)结果表明,在前4个周期 $\text{CO}_2$ 吞吐过程中,产

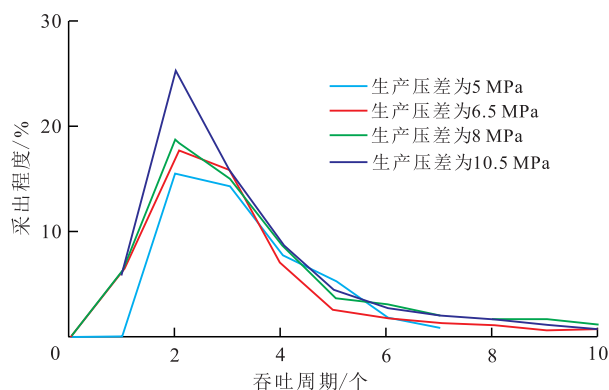


图9 不同生产压差下各吞吐周期提高采出程度对比

Fig.9 Enhanced recovery factor at different production cycles and producing pressure drops

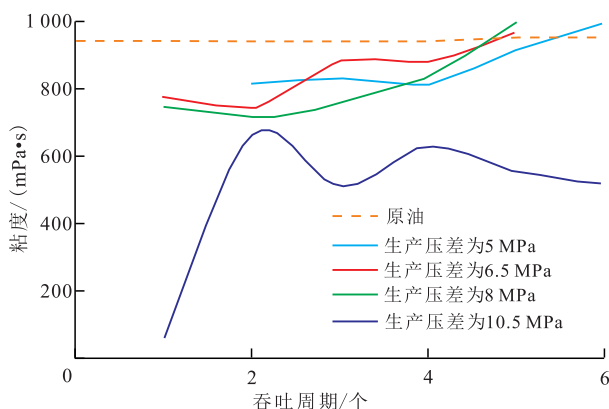


图10 不同生产压差下各吞吐周期产出油粘度与原油粘度对比

Fig.10 Comparison of the viscosity of produced oil of each  $\text{CO}_2$  huff and puff experiment with the original oil sample

出油粘度大大低于原油粘度,证明 $\text{CO}_2$ 降低原油粘度主要发生在前4个周期。超临界状态 $\text{CO}_2$ 吞吐产出品质均好于气体状态的,这是由于超临界 $\text{CO}_2$ 能抽提稠油中的轻质组分。

## 4 结论

不同吞吐位置 $\text{CO}_2$ 吞吐实验结果表明,中部更适合注气吞吐, $\text{CO}_2$ 注入可以发生向上、向下2个方向的扩散,有效扩大与原油的接触面积;在开采过程中随着压力降低 $\text{CO}_2$ 发挥溶解气驱作用,也能有效抑制底水的窜进。

实验证明 $\text{CO}_2$ 吞吐存在合理的 $\text{CO}_2$ 注入量,当注入量超过合理注入量时,既不会产生增产作用,更增加了经济成本。 $\text{CO}_2$ 吞吐时也存在一个合理的生产压差,确定了合理生产压差也就决定了合理注入量,最终决定了最高采出程度,一味降低井底流压以提高生产压差并不会取得明显增产效果,采出程度、生产压差和注入量三者之间的辩证关系为经济有效的注气提高采收率技术提供理论依据。

周期注气比一次注气提高采收率效果更好,第2个周期 $\text{CO}_2$ 吞吐原油采出程度最高,前4个周期吞吐采出油量占总产油量的57%。

## 参考文献:

- [1] 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.
- [2] 窦之林.论碳酸盐岩缝洞型油藏的滚动开发[J].新疆石油地质,2013,34(3):300-302.  
Dou Zhilin.On rolling development of fractured-vuggy carbonate reservoirs [J].Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34 (3) : 300-302.
- [3] 龙一慧,杨斌,朱冉,等.BP神经网络在碳酸盐岩储层参数测井解释中的应用[J].山东科技大学学报:自然科学版,2015,34(6):32-39.  
Long Yihui, Yang Bin, Zhu Ran, et al.Logging interpretation of carbonate reservoir parameters by using BP neural network [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology : Natural Science, 2015,34(6):32-39.
- [4] Li Mei,Lou Zhanghua,Zhu Rong,et al.Distribution and geochemical characteristics of fluids in Ordovician marine carbonate reservoirs of the Tahe Oilfield [J].Journal of Earth Science, 2014, 25 (3):486-494.
- [5] 金强,田飞,张宏方.塔河油田岩溶型碳酸盐岩缝洞单元综合评价[J].石油实验地质,2015,37(3):272-279.

- Jin Qiang, Tian Fei, Zhang Hongfang. Comprehensive evaluation of fracture-cave units in karst carbonates in Tahe Oilfield, Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(3): 272-279.
- [6] 赵文革.塔河油田碳酸盐岩缝洞油藏油水关系研究[D].成都:成都理工大学,2006.
- Zhao Wenge. Study on oil-water relationship carbonate fractured-cavity reservoir in Tahe oilfield [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2006.
- [7] 李阳.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J].石油学报,2013,34(1):115-121.
- Li Yang. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 115-121.
- [8] 杨坚,吴涛.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油气藏开发技术研究[J].石油天然气学报,2008,30(3):326-328.
- Yang Jian, Wu Tao. Technique of reservoir development in carbonate fracture-vug reservoirs in Tahe Oilfield [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2008, 30(3): 326-328.
- [9] 吴秀美,侯吉瑞,郑泽宇,等.缝洞型碳酸盐岩油藏底水对后续注水注气开发的影响[J].油气地质与采收率,2016,23(5):111-115.
- Wu Xiumei, Hou Jirui, Zheng Zeyu, et al. Effect of bottom water on subsequent water flooding and gas drive in fractured-vuggy carbonate oil reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(5): 111-115.
- [10] 巫波,刘遥,荣元帅,等.碳酸盐岩油藏缝洞差异连通及水淹特征研究[J].特种油气藏,2015,22(1):131-133.
- Wu Bo, Liu Yao, Rong Yuanshuai, et al. Fracture-cavern different connections and water-out in carbonate reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(1): 131-133.
- [11] 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 Haiibo, et al. Influencing factors on EOR nitrogen flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(5): 64-68.
- [12] 彭松,郭平.缝洞碳酸盐岩凝析气藏注水替凝析油实验[J].大庆石油地质与开发,2015,34(1):68-72.
- Peng Song, Guo Ping. Experiment of waterflooding replaced condensate for fractured-cavernous condensate gas reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2015, 34(1): 68-72.
- [13] 苏海洋,廖长霖,李波,等.孔隙型碳酸盐岩油藏提高采收率驱油方式实验[J].油气地质与采收率,2016,23(1):90-95.
- Su Haiyang, Liao Changlin, Li Bo, et al. Experiments on oil displacement method of enhanced oil recovery in porous carbonate reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(1): 90-95.
- [14] 张国强,孙雷,孙良田,等.小断块油藏CO<sub>2</sub>单井吞吐强化采油可行性研究[J].西南石油学院学报,2006,28(3):61-66.
- Zhang Guoqiang, Sun Lei, Sun Liangtian, et al. The feasibility of small fault block cell oil reservoir single well CO<sub>2</sub> huff and puff research [J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2006, 28(3): 61-66.
- [15] 孙扬,杜志敏,孙雷,等.注CO<sub>2</sub>前置段塞+N<sub>2</sub>顶替提高采收率机理[J].西南石油大学学报:自然科学版,2012,34(3):89-97.
- Sun Yang, Du Zhimin, Sun Lei, et al. Mechanism research of enhancement oil recovery by CO<sub>2</sub> slugs pushed by N<sub>2</sub> [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2012, 34(3): 89-97.
- [16] 郑泽宇,朱倘仟,侯吉瑞,等.碳酸盐岩缝洞型油藏注氮气驱后剩余油可视化研究[J].油气地质与采收率,2016,23(2):93-97.
- Zheng Zeyu, Zhu Tangqian, Hou Jirui, et al. Visible research on remaining oil after nitrogen flooding in fractured-cavity carbonate reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(2): 93-97.
- [17] Zhao R B, Ke W Q, Wu Y H, et al. Enhanced heavy oil recovery from fractured vuggy carbonated reservoir of Tahe Oilfield with N<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> gas mixture [R]. SPE 132247, 2010.
- [18] Poole E S. Evaluation and implementation of CO<sub>2</sub> injection at the dollar hide Devonian unit [R]. SPE 17277, 1986.

编辑 经雅丽