

文章编号: 0253-2697(2014)06-1147-06 DOI:10.7623/syxb201406012

## 二氧化碳气体辅助 SAGD 物理模拟实验

张运军<sup>1</sup> 沈德煌<sup>1</sup> 高永荣<sup>1</sup> 李军辉<sup>2</sup> 李 杰<sup>2</sup> 刘 岩<sup>1</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院提高石油采收率国家重点实验室 北京 100083; 2. 中国石油辽河油田公司锦州采油厂 辽宁凌海 121209)

**摘要:**为进一步提高蒸汽辅助重力泄油(SAGD)的开发效果,针对辽河油田杜84块馆陶组超稠油油藏SAGD开采的现状,采用二维物理模拟技术,开展了通过添加CO<sub>2</sub>气体改善SAGD开发效果的机理及技术可行性实验。实验研究结果表明:CO<sub>2</sub>气体辅助SAGD开发杜84块馆陶组超稠油油藏在技术上是可行的,超稠油SAGD过程中添加的CO<sub>2</sub>气体具有非凝析气和溶剂的双重作用机理;从CO<sub>2</sub>气体辅助SAGD实验的温度场发育数据来看,CO<sub>2</sub>气体有利于SAGD蒸汽腔的侧向扩展,增加蒸汽的横向波及体积;添加的CO<sub>2</sub>气体使SAGD的采收率、油/汽比及采油速度都明显提高。同时,进一步研究了添加的CO<sub>2</sub>气体量对SAGD开发效果的影响程度,初步优化出CO<sub>2</sub>气体与蒸汽的最佳注入比例为20%。

**关键词:**超稠油油藏;二氧化碳;蒸汽辅助重力泄油;CO<sub>2</sub>气体辅助;物理模拟

**中图分类号:**TE357.4

**文献标识码:**A

## Physical simulation experiments on CO<sub>2</sub> injection technology during steam assisted gravity drainage process

Zhang Yunjun<sup>1</sup> Shen Dehuang<sup>1</sup> Gao Yongrong<sup>1</sup> Li Junhui<sup>2</sup> Li Jie<sup>2</sup> Liu Yan<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 2. Jinzhou Oil Production Plant, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Liaoning Linghai 121209, China)

**Abstract:** This study aimed to further improve the development effect of steam assisted gravity drainage (SAGD) in consideration of the current development situation of extra-heavy oil reservoir in the Guantao Formation in Du84 block of Liaohe oilfield, China. Two-dimension physical simulation experiments were carried out to improve the production mechanism and feasibility of SAGD process through CO<sub>2</sub> injection. The results showed that it was feasible to apply CO<sub>2</sub>-assisted SAGD for the development of extra-heavy oil reservoir in the Guantao Formation. The injected CO<sub>2</sub> had a dual effect of non-condensate gas and solvent during SAGD process of extra-heavy oil reservoir. According to the analysis of temperature field data, CO<sub>2</sub> injection contributed to lateral expansion of SAGD steam chamber and increased the transverse wave and volume of steam. Additionally, CO<sub>2</sub> injection significantly improved reservoir recovery factor, oil steam ratio, and oil production rate of SAGD. The influence of CO<sub>2</sub> amount on SAGD development was further analyzed, and the CO<sub>2</sub>-to-steam injection ratio was preliminarily optimized to be 20%.

**Key words:** extra-heavy oil reservoir; carbon dioxide; steam assisted gravity drainage; CO<sub>2</sub> assisted; physical simulation

蒸汽辅助重力泄油(SAGD)技术<sup>[1-2]</sup>是开采超稠油及沥青的强化采油方法。该方法通常采用两口平行的水平井,水平段长度一般为500~750 m,上部为水平注入井,下部为水平生产井(在一些实际应用中常采用多口垂直井注入,注入井位于生产井以上3~7 m处,水平生产井通常接近油藏底部)。由于注入的蒸汽在注入井以上形成蒸汽腔,被加热的原油在重力作用下驱向生产井,这就形成了一个连续的过程,当蒸汽腔到达油藏顶部时,蒸汽腔向侧翼扩展<sup>[3,4]</sup>。在国外,早期实施SAGD开采方式的油井大部分已经进入了SAGD开采中后期,如何延长其生产时间,改善开发效

果,提高经济效益,是现今关注的焦点问题<sup>[5-6]</sup>。

辽河油田杜84块馆陶组超稠油边、顶、底水油藏SAGD现场试验已取得成功<sup>[7-8]</sup>,但从SAGD开采过程中的监测资料发现,由于蒸汽的超覆作用使蒸汽腔向上扩展较快,很容易让沥青壳熔化,引起顶水下泄,严重影响SAGD的开发效果。为此,开展了氮气辅助SAGD开发技术研究<sup>[9-11]</sup>,该技术已在现场试验中获得成功,取得了显著效果和经济效益。进一步在此基础上采用二维物理模拟技术,通过添加CO<sub>2</sub>气体研究改善SAGD开发效果的机理及技术的可行性。

**基金项目:**国家重大科技专项(2011ZX05012-001)资助。

**第一作者及通信作者:**张运军,男,1982年3月生,2005年毕业于北京大学信息管理专业,现为中石油勘探开发研究院热力采油研究所工程师,主要从事稠油热采基础理论研究以及新技术新方法的研发。Email:zhyuju119@petrochina.com.cn

## 1 CO<sub>2</sub> 气体辅助 SAGD 开采机理

将 CO<sub>2</sub> 气体作为提高石油采收率注入介质的研究已开展多年,室内实验和现场试验都表明 CO<sub>2</sub> 是一种有效的驱油剂,其能够大幅度提高石油采收率<sup>[12-19]</sup>。

### 1.1 改善原油性质

(1) CO<sub>2</sub> 气体可溶于原油,使原油体积增大,从而使充满原油的孔隙体积也随之增大,为原油在孔隙介质中流动创造有利条件。CO<sub>2</sub> 伴随蒸汽一起注入原油,引起原油膨胀,导致油藏蒸汽腔中的残余油量减少。

(2) CO<sub>2</sub> 气体溶于原油,一方面使原油黏度降低,原油流动性变好,可以起到注入较少的蒸汽就达到较高驱油效率的作用;另一方面能使毛细管的吸渗作用得到改善,扩大油层的扫油范围,使油、水的流动性保持平衡。

### 1.2 改善渗流特征

(1) CO<sub>2</sub> 气体溶于水,使水的黏度增加,降低水在油藏中的流动性,使水/油黏度比随原油流动性的增高而变小,并影响油水相对渗透率曲线的特征,最终使残余油饱和度降低<sup>[20]</sup>。

(2) CO<sub>2</sub> 水溶液能与岩石中的碳酸盐成分发生反应,并使其溶解,从而提高储层的渗透率,使油层的吸水、吸汽能力增强。

### 1.3 破乳作用

稠油、超稠油注蒸汽开采过程中极易引起高温乳化现象,形成油包水型乳化液,大大增加原油黏度,降低原油的流动性。CO<sub>2</sub> 气体易溶于油和局部溶于水的性质(CO<sub>2</sub> 气体在原油中的溶解度比在水中大 3~9 倍),使 CO<sub>2</sub> 气体在油和水中的扩散系数较高,其扩散作用可使 CO<sub>2</sub> 气体本身重新分配,让注蒸汽开采形成的油包水型乳化液遭到破坏,使系统相平衡状态稳定并进一步降低油-水界面张力。

### 1.4 驱油作用

根据 CO<sub>2</sub> 气体相图,既可以将 CO<sub>2</sub> 视为一种蒸发气体,又可将其视为一种凝析气体。CO<sub>2</sub> 气体能使 C<sub>10</sub> 以上的烷烃液化,因此,针对不同类型原油(稀油、普通稠油及超稠油),在不同温度、压力条件下,CO<sub>2</sub> 气体具有无限制与原油混相的能力,可促进原油中的轻质烃类(C<sub>2</sub>—C<sub>30</sub>)被抽提出来,从而使残余油饱和度明显降低,达到更好的驱油效果。

### 1.5 提高热效率、采收率和油/汽比

在 SAGD 生产过程中,接近油藏顶部盖层时,蒸汽腔与盖层直接接触,会有大量热量损失到盖层中。由于 CO<sub>2</sub> 气体具有非凝结气体特征,导热系数相对较小,能够降低蒸汽上覆岩层的传热速度,显著地降低热

量损失,因此可以减少蒸汽用量,非凝结气的需求量也只有注入蒸汽体积的 1%,从而提高 SAGD 开发的热效率。

### 1.6 增加泄油动力,提高泄油速度

在传统的 SAGD 中,蒸汽不仅用于加热油藏使原油流动,而且也会在垂直方向上起到平衡压力,使液体向下流动的作用。在蒸汽中添加 CO<sub>2</sub> 气体,在重力分异与蒸汽冷凝的共同作用下,非凝结气能够向上运移分布在蒸汽腔的上部,把压力和热量携带到上部,同时,产生了持续向下的驱动力,提高泄油速度。

## 2 实验装置与实验程序

### 2.1 实验装置

CO<sub>2</sub> 气体辅助 SAGD 物理模拟实验采用二维比例物理模拟实验系统,该系统主要包括注入系统、模型系统、数据采集处理及控制系统和产出系统等(图 1)。

注入系统包括 2 台蒸汽发生器、2 台 ISCO 高精度注入泵、CO<sub>2</sub> 气瓶、干燥器、气体流量计、压力表、单向阀、回压阀及管阀件;模型系统包括高温高压舱及加热板、模型本体、压力表;数据采集处理及控制系统包括温度传感器、压力传感器、数据采集与传输装置、计算机;产出系统主要完成对模型采出液的分离和计量,包括烧杯、回压阀、压力表、产出管阀件及加热离心机。模型封闭在高压承压舱中,以模拟较高的油藏压力。

### 2.2 物理模型

根据 SAGD 物理模拟相似准则并结合油藏开发实际进行实验,SAGD 物理模拟要充分反映高温高压下原油的物理化学变化,以及油藏岩石与流体间的相互作用,就需要与油藏原型具有相同的温度和压力<sup>[21]</sup>。以辽河油田杜 84 块馆陶组超稠油油藏 SAGD 先导试验区双水平井井组为原型,通过 SAGD 物理模拟相似准则将油藏原型转化为物理模型,建立了与原型相似的小型二维均质模型(图 2),内尺寸为 500 mm × 400 mm × 42 mm(长 × 宽 × 高),模型采用厚 2 mm 不锈钢焊接而成。模型内共安装 62 个热电偶,分 6 层设置以描述蒸汽腔的发育情况。模型和高压舱内设置 3 个压力监测点监测实验过程中的压力和注采压差变化。其中原型和模型参数如表 1 所示。

根据目标区油藏地质特征,设计室内模型的蒸汽温度为 200℃,蒸汽干度为 80%,围压为 3 MPa,回压为 1.53 MPa。实验采用杜 84 块实际地层原油为模拟油,50℃下脱气原油黏度为 23 × 10<sup>4</sup> mPa·s,实验用气为 CO<sub>2</sub>。模型内用 0.59~0.85 mm(20~30 目)微珠均匀装填并夯实。

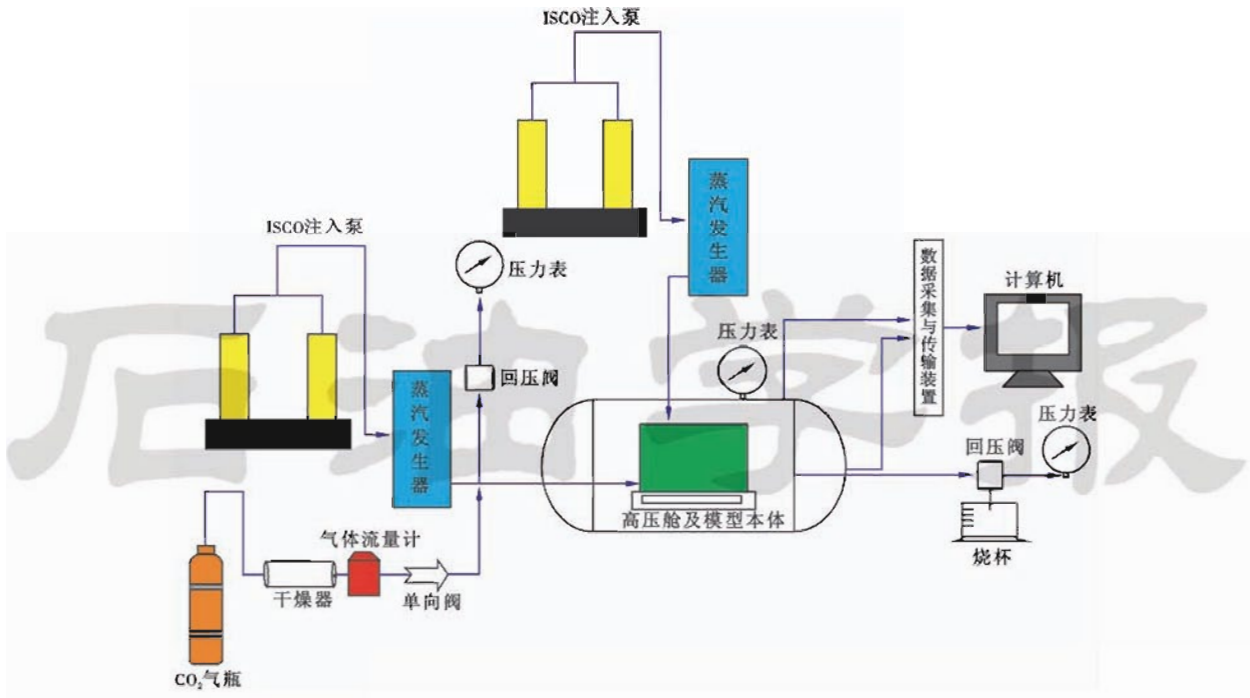


图 1 CO<sub>2</sub> 气体辅助 SAGD 物理模拟实验系统

Fig. 1 Physical simulation experimental system of CO<sub>2</sub> injection technology during SAGD process

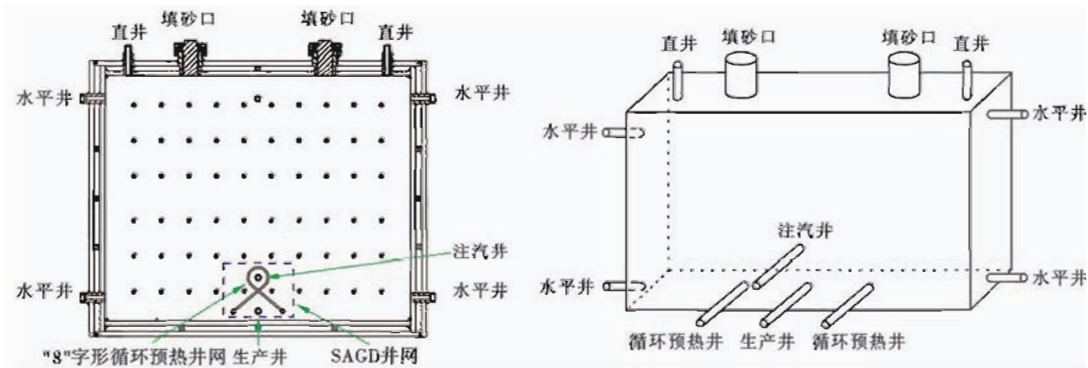


图 2 模型本体

Fig. 2 Model ontology diagram

表 1 油藏原型与实验模型参数

Table 1 Prototype and model parameters of experiment

参数	注采井距	油层厚度	渗透率/D	油层孔隙度/%	初始含油饱和度/%	单井注汽速度	油藏温度/C
原型值	5 m	90 m	5.4	36.3	75	100~120 t/d	50
模型值	4 cm	40 cm	5.4	33.0	75	10 mL/min	50

### 2.3 实验步骤

二维物理模拟实验的步骤为:

#### (1) 实验准备

根据目标区油藏地质特征,设计室内模型的注采井距、渗透率、孔隙度、饱和度等参数。在此基础上进行岩心及流体准备、物性测试等工作。

#### (2) 模型装填

包括模拟井安装、热电偶安装、模型系统试压、油

层岩心装填、饱和水与饱和油等。

#### (3) SAGD 岩心驱替实验

整个 SAGD 实验一般包括循环预热、启动 SAGD、稳定 SAGD 和停止注汽结束实验 4 个阶段。首先,启动双水平井循环预热井网对注汽井周围充分预热,以保证 SAGD 实验顺利启动,注热水速率为 30 mL/min,预热时间持续 1 h。待注汽井周围达到约 100℃后,开始 SAGD 生产;然后,将 CO<sub>2</sub> 气体按设计

的比例在岩心进口处与蒸汽混合后一起注入岩心,进行驱替实验,注汽压力控制在 1.70 MPa,注汽速率调控在 10 mL/min。

### 3 实验结果与讨论

SAGD 岩心驱替实验重点研究了两个方面的问题:①CO<sub>2</sub> 气体注入时机,重点考察了 SAGD 后期转注 10%CO<sub>2</sub> 气体效果;②蒸汽/CO<sub>2</sub> 注入比例,主要考

察添加 10%、20%和 30%CO<sub>2</sub> 的 3 种情况。实验结果见表 2、图 3 和图 4。

通过模拟实验研究结果可以看出(表 2):①在 200℃ 温度 100% 蒸汽条件下,SAGD 开采效果较差,当蒸汽腔即将到达油藏顶部时的采收率为 26.78%,累积油/汽比只有 0.126;在注入的蒸汽中添加 10% CO<sub>2</sub> 气体可以有效延长 SAGD 生产时间,该阶段采收率增加 12.43%,油/汽比达到 0.231,开采效果明显变

表 2 CO<sub>2</sub> 气体辅助 SAGD 二维物理模拟实验结果(200℃)

Table 2 2D physical simulation experimental results of adding CO<sub>2</sub> during SAGD(200℃)

SAGD 开采方式	生产时间/min	注汽量/g	注 CO <sub>2</sub> 量/g	采油量/g	累积油/汽比	采出程度/%
实验 1 100% 蒸汽	290	2900	0	364.14	0.126	26.78
SAGD 后期 + 10% CO <sub>2</sub>	35	765	1.62	169.00	0.105	12.43
实验 2 90% 蒸汽 + 10% CO <sub>2</sub>	310	2687	4.91	519.57	0.249	38.20
实验 3 80% 蒸汽 + 20% CO <sub>2</sub>	390	3140	14.73	621.90	0.198	45.73
实验 4 70% 蒸汽 + 30% CO <sub>2</sub>	410	2890	23.30	565.67	0.199	41.59

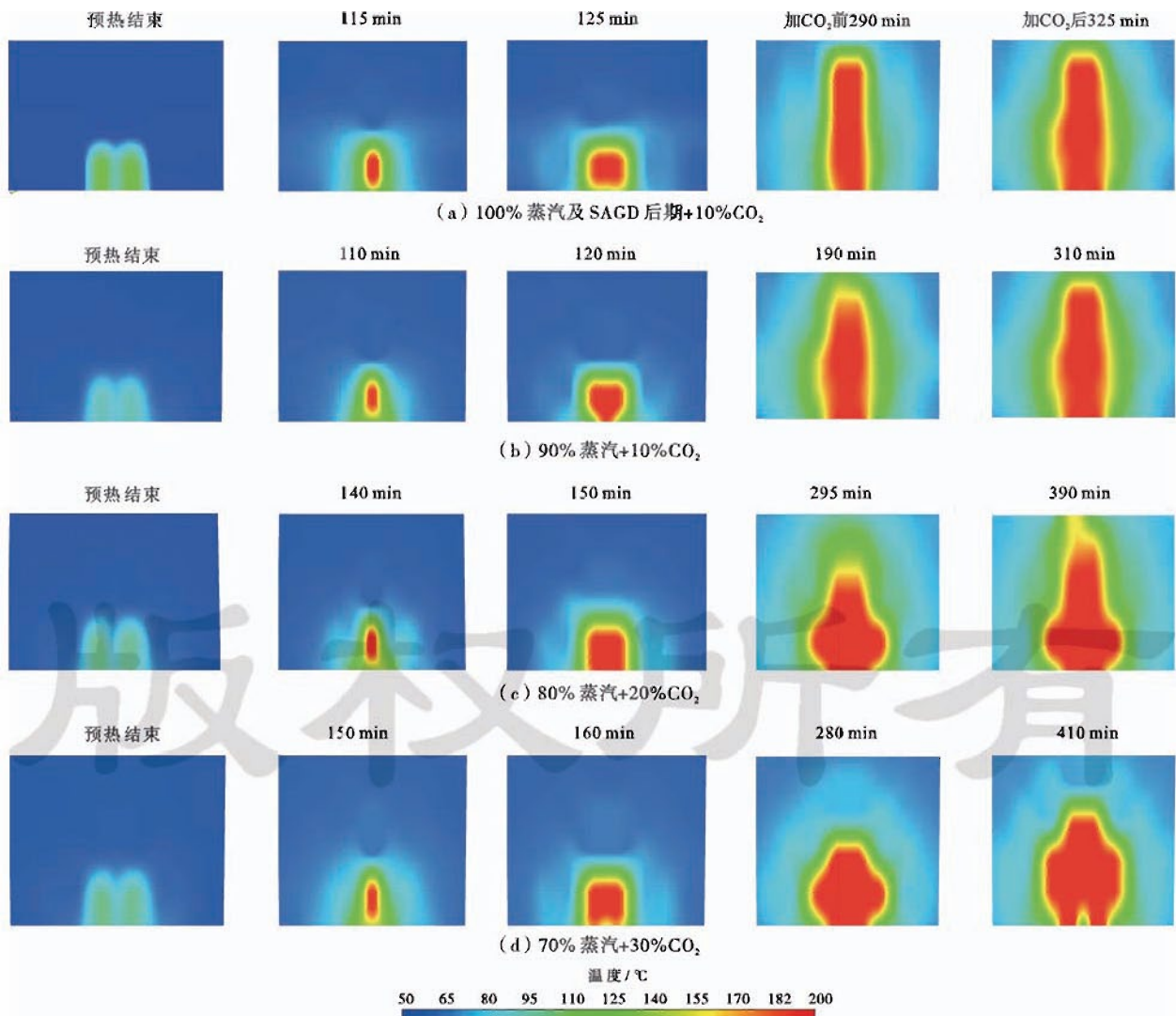


图 3 100% 蒸汽 SAGD 与不同 CO<sub>2</sub> 气体注入量的蒸汽腔扩展和形态变化

Fig. 3 Steam chamber expanding dynamic of 100% steam SAGD and adding different quantity of CO<sub>2</sub> during SAGD at different time

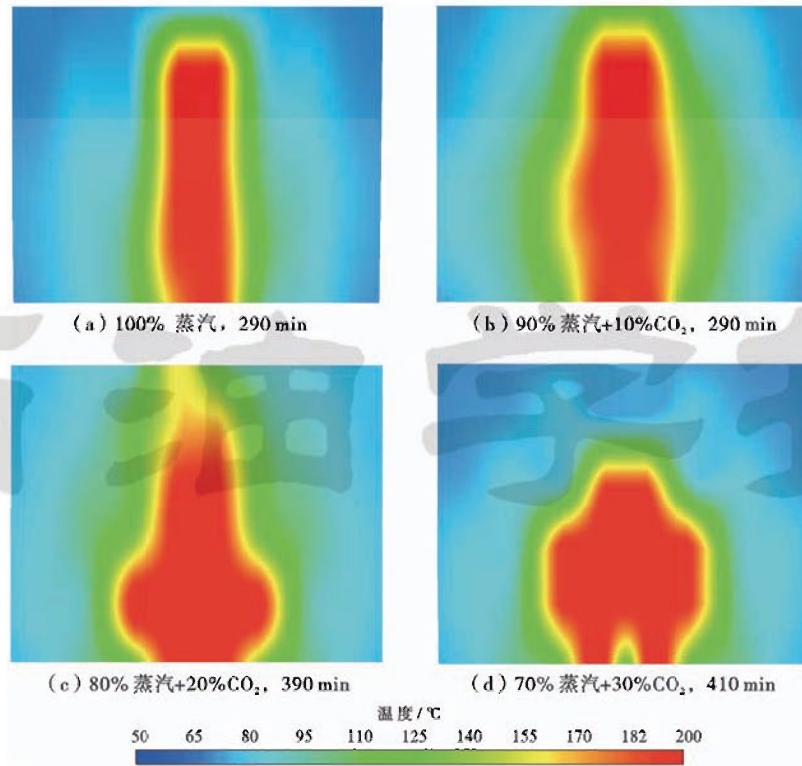


图4 100%蒸汽 SAGD 与不同  $\text{CO}_2$  气体注入量温度场的波及体积

Fig. 4 Swept volume of temperature field of 100% steam SAGD and adding different quantity of  $\text{CO}_2$  during SAGD at different time

好;②在原始油藏条件下, $\text{CO}_2$  气体辅助 SAGD 开采实验结果表明,随着在蒸汽中添加  $\text{CO}_2$  气体的比例从 10% 增加至 20%, 开采效果变好,但继续增加至 30% 时,开采效果又有所变差;③从实验 1 和实验 2 的结果看,两次实验的最终采收率基本相同,但实验 1 比实验 2 多注了 1578 g 蒸汽,实验 2 仅比实验 1 多注了 3.29 g 的  $\text{CO}_2$  气体。

对 4 次实验过程中蒸汽腔发育和形态变化以及最终蒸汽腔形状的计算结果可以看出(图 3 和图 4):

(1) 实验 1 为 100% 蒸汽 SAGD 及后期添加 10%  $\text{CO}_2$  气体开采时的蒸汽腔变化情况[图 3(a)]。100% 蒸汽 SAGD 时蒸汽的超覆现象十分明显,蒸汽腔在纵向上的扩展速度远大于横向扩展速度,蒸汽腔发育成“瘦长型”;当蒸汽腔即将到达油层顶部时,在注入的蒸汽中添加了 10%  $\text{CO}_2$  气体,发现蒸汽腔向上的扩展速度明显减缓,并逐渐向横向扩展,蒸汽腔形状也从原来的“瘦长型”逐渐变为“椭圆型”,说明 SAGD 开采至中后期通过添加  $\text{CO}_2$  气体可以有效抑制蒸汽超覆,改变 SAGD 的蒸汽驱发育方向,扩大蒸汽的横向波及范围,且提高了蒸汽热利用效率,从而提高最终采收率和油/汽比。

(2) 实验 2、实验 3 和实验 4 为蒸汽中分别添加 10%、20% 和 30%  $\text{CO}_2$  气体开采时蒸汽腔的变化情况[图 3(b)~图 3(d)]。这 3 组实验过程中蒸汽腔发

育及形态变化充分表明了 SAGD 开发添加  $\text{CO}_2$  气体确实可以改善蒸汽腔发育形态,但添加  $\text{CO}_2$  气体的比例存在一个合理的范围。

(3) 从 4 组实验结束时蒸汽腔的形状及大小可以看出(图 4):100% 蒸汽 SAGD 结束时,蒸汽腔的体积达到  $1680 \text{ cm}^3$ ;添加 10%  $\text{CO}_2$  气体的 SAGD 结束时,蒸汽腔的体积达到  $2310 \text{ cm}^3$ ;添加 20%  $\text{CO}_2$  气体的 SAGD 实验结束时,蒸汽腔的体积达到  $2840 \text{ cm}^3$ ;添加 30%  $\text{CO}_2$  气体 SAGD 结束时,蒸汽腔的体积达  $2480 \text{ cm}^3$ 。对 4 组实验的蒸汽腔大小、最终采收率及油/汽比等数据进行分析,认为添加的  $\text{CO}_2$  气体的最佳比例为 20%。这说明  $\text{CO}_2$  气体辅助 SAGD 开采方式在技术上是可行的,建议在进行现场应用前,针对具体油藏情况利用数值模拟技术进行参数优化及经济可行性预测。

## 4 结 论

(1) SAGD 过程中添加  $\text{CO}_2$  气体,能明显抑制 100% 蒸汽 SAGD 过程中产生的蒸汽超覆现象,有效改善蒸汽腔扩展形态和扩大波及体积。

(2) SAGD 生产初期和中后期添加  $\text{CO}_2$  气体,这两种方式的最终采收率基本相同,但油/汽比相差较大,在 SAGD 初期添加  $\text{CO}_2$  气体效果更好,并且在蒸

汽中添加 CO<sub>2</sub> 气体的比例存在一个合理的范围。

(3) CO<sub>2</sub> 气体辅助 SAGD 开发方式在技术上是可行的,该技术不仅能提高 SAGD 采收率、油/汽比及采油速度,还能起到 CO<sub>2</sub> 封存的作用,具有广泛的应用前景。

#### 参 考 文 献

- [1] Butler R M, Stephens D J. The gravity drainage of steam-heated heavy oil to parallel horizontal wells[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1981, 20(2): 90-96.
- [2] Butler R M. A new approach to the modelling of steam-assisted gravity drainage[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1985, 24(3): 42-51.
- [3] Butler R M, McNab G S, Lo H Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating[J]. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 1981, 59(4): 455-460.
- [4] 刘尚奇, 王晓春, 高永荣, 等. 超稠油油藏直井与水平井组合 SAGD 技术研究[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(2): 234-238.  
Liu Shangqi, Wang Xiaochun, Gao Yongrong, et al. SAGD process with the combination of vertical and horizontal wells in super-heavy oil reservoir[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(2): 234-238.
- [5] Butler R M, Yee C T. A theoretical study of steam condensation in the presence of non-condensable gases in porous solids[J]. *AOSTRA Journal of Research*, 1986, 3(1): 1-13.
- [6] Butler R M, Yee C T. An experimental study of steam condensation in the presence of non-condensable gases in porous solids[J]. *AOSTRA Journal of Research*, 1986, 3(1): 15-23.
- [7] 杨乃群, 常斌, 程林松. 超常规稠油油藏改进的蒸汽辅助重力泄油方式应用研究[J]. *中国海上油气: 地质*, 2003, 17(2): 123-127.  
Yang Naiqun, Chang Bin, Cheng Linsong. Improved the way of the steam assisted gravity drainage of extraordinary heavy oil reservoir application research[J]. *China Offshore Oil and Gas: Geology*, 2003, 17(2): 123-127.
- [8] 张方礼, 张丽萍, 鲍君刚, 等. 蒸汽辅助重力泄油技术在超稠油开发中的应用[J]. *特种油气藏*, 2007, 14(2): 70-72.  
Zhang Fangli, Zhang Liping, Bao Jungang, et al. The application of steam assisted gravity drainage technology in extra heavy oil[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2007, 14(2): 70-72.
- [9] Yuan Jianyang, Chen J, Pierce G, et al. Non-condensable gas distribution in SAGD chamber[R]. SPE 137269, 2010.
- [10] Gao Yongrong, Wang Hongyuan, Shen Dehuang, et al. Research on improving thermal efficiency of SAGD process [R]. SPE 145769, 2012.
- [11] 高永荣, 刘尚奇, 沈德煌, 等. 氮气辅助 SAGD 开采技术优化研究[J]. *石油学报*, 2009, 30(5): 717-721.  
Gao Yongrong, Liu Shangqi, Shen Dehuang, et al. Optimization of N<sub>2</sub> injection technology during steam assisted gravity drainage process[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(5): 717-721.
- [12] Bagei A S, Gumrah F. Effects of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> addition to steam on recovery of wes. Kozluca heavy oil[R]. SPE 86593, 2004.
- [13] Law D H S. Disposal of carbon dioxide, a greenhouse gas, for pressure maintenance in a steam-based thermal process for recovery of heavy oil and bitumen[R]. SPE 86958, 2004.
- [14] Bagei A S, Sotumini O G, Mackay E J. Performance analysis of SAGD wind-down process with CO<sub>2</sub> injection[R]. SPE 113234, 2008.
- [15] Gul A, Trivedi J J. CO<sub>2</sub> based VAPEX for heavy oil recovery in naturally fractured carbonate reservoirs[R]. SPE 129594, 2010.
- [16] 李兆敏, 王勇, 高永荣, 等. 烟道气辅助 SAGD 数值模拟研究[J]. *特种油气藏*, 2011, 18(1): 58-60.  
Li Zhaomin, Wang Yong, Gao Yongrong, et al. Flue gas assisted SAGD numerical simulation research[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2011, 18(1): 58-60.
- [17] 刘志波, 程林松, 纪佑军, 等. 蒸汽与天然气驱(SAGP)开采特征一与蒸汽辅助重力泄油(SAGD)对比分析[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(1): 79-83.  
Liu Zhibo, Cheng Linsong, Ji Youjun, et al. Production features of steam and gas push; comparative analysis with steam assisted gravity drainage[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(1): 79-83.
- [18] 李兆敏, 鹿腾, 陶磊, 等. 超稠油水平井 CO<sub>2</sub> 与降黏剂辅助蒸汽吞吐技术[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(5): 600-605.  
Li Zhaomin, Lu Teng, Tao Lei, et al. CO<sub>2</sub> and viscosity breaker assisted steam huf and puif technology for horizontal wells in a super-heavy oil reservoir[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(5): 600-605.
- [19] 刘尚奇, 杨双虎, 高永荣, 等. CO<sub>2</sub> 辅助直井与水平井组合蒸汽驱技术研究[J]. *石油学报*, 2008, 29(3): 414-417.  
Liu Shangqi, Yang Shuanghu, Gao Yongrong, et al. Study on CO<sub>2</sub>-assisted steam flooding process combined vertical and horizontal wells[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(3): 414-417.
- [20] 沈德煌, 张义堂, 张霞, 等. 稠油油藏蒸汽吞吐后转注 CO<sub>2</sub> 吞吐开采研究[J]. *石油学报*, 2005, 26(1): 83-86.  
Shen Dehuang, Zhang Yitang, Zhang Xia, et al. Study on cyclic carbon dioxide injection after steam sunk in heavy oil reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(1): 83-86.
- [21] 纪佑军, 程林松, 刘其成, 等. 超稠油油藏蒸汽与非凝析气驱油数字化实验[J]. *石油学报*, 2010, 31(4): 602-606.  
Ji Youjun, Cheng Linsong, Liu Qicheng, et al. Digital experiment on steam and in-condensable gas push for extra heavy oil reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(4): 602-606.

(收稿日期 2014-05-11 改回日期 2014-09-07 编辑 王培玺)