

# 中深层特稠油重力泄油模拟实验

王成<sup>1</sup>, 钟立国<sup>1\*</sup>, 刘建斌<sup>1</sup>, 刘义刚<sup>2</sup>, 张伟<sup>2</sup>

1 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249

2 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

\* 通信作者, zhongliguo@cup.edu.cn, sygc156@163.com

收稿日期: 2019-04-30

国家科技重大专项“海上稠油热采调剖工艺及配套技术研究”(2016ZX05058-003-007)和国家自然科学基金面上项目“蒸汽—气体协同驱替与重力泄油开采方法研究”(51474227)资助

**摘要** 针对原始地层压力较高的中深层特稠油油藏, 为了研究重力泄油开采效果, 利用高温高压三维物理模拟系统开展了重力泄油模拟实验。研究了不同压力下SAGD生产过程蒸汽腔发育特征和生产动态特征, 优选出中深层特稠油开展SAGD的合理压力范围; 对比了SAGD和MFAGD的开采效果, 研究了气水比对MFAGD开采效果的影响。在此基础上, 提出了高效开采高压稠油油藏的重力泄油方法, 即SAGD转MFAGD, 并对MFAGD开采阶段的气水比进行了优化。研究结果表明: SAGD生产压力对蒸汽腔扩展和开采动态具有明显的影响。生产压力高时, 蒸汽腔扩展慢, 开采初期蒸汽腔呈椭圆状、产油量上升较慢。蒸汽腔升至油藏顶部后, 蒸汽腔上部向两侧扩展速度加快, 蒸汽腔呈“漏斗”形。生产压力越高, 蒸汽腔温度越高, 蒸汽腔内残余油饱和度越低, SAGD开采采收率越高。但是, 生产压力越高, 采出液温度也越高, 对采油设备的要求越高。结合油田现场条件, 推荐SAGD生产阶段的生产压力为5~7 MPa。MFAGD开采初期产量上升快, 开采后期产量递减较慢, 瞬时产油量和瞬时油汽较高。随着气水比的增加, MFAGD阶段采油量和累积油汽比均上升。但气水比超过50后, 阶段采油量和累积油汽比上升幅度减缓。在生产压力5 MPa条件下, MFAGD推荐气水比为50。在相同生产压力下, SAGD后期转MFAGD开采可提高采收率5%左右。SAGD转MFAGD开采的初期建议采用较高的气水比, 后期逐渐降低。

**关键词** 蒸汽辅助重力泄油; 多元热流体辅助重力泄油; 物理模拟实验; 中深层特稠油油藏

## Experiments of physical simulation of gravity drainage for a mid-deep extra-heavy oil reservoir

WANG Cheng<sup>1</sup>, ZHONG Ligu<sup>1</sup>, LIU Jianbin<sup>1</sup>, LIU Yigang<sup>2</sup>, ZHANG Wei<sup>2</sup>

1 Institute of Unconventional Oil and Gas Science and Technology, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Tianjin Subcompany of CNOOC, Tianjin 300459, China

**Abstract** To study the development of gravity drainage, physical simulation experiments were conducted with a high-temperature and high-pressure 3D physical simulation system for a mid-deep extra-heavy oil reservoir. The characteristics of steam chamber development and production dynamics in SAGD processes under different pressures were studied to optimize the

引用格式: 王成, 钟立国, 刘建斌, 刘义刚, 张伟. 中深层特稠油重力泄油模拟实验. 石油科学通报, 2019, 04: 378-389

WANG Cheng, ZHONG Ligu, LIU Jianbin, LIU Yigang, ZHANG Wei. Experiments of physical simulation of gravity drainage for a mid-deep extra-heavy oil reservoir. Petroleum Science Bulletin, 2019, 04: 378-389. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.04.034

reasonable production pressure for SAGD development in a mid-deep extra-heavy oil reservoir. The development effects of SAGD and MFAGD (Multi-thermal Fluid Assisted Gravity Drainage) were compared, and the influence of gas-water ratio on the development effects of MFAGD was studied. On this basis, a gravity drainage method, SAGD-MFAGD, is proposed to efficiently develop high-pressure heavy oil reservoirs, and the gas-water ratio in the MFAGD stage is optimized. The research results show that the production pressure of SAGD has a significant effect on steam chamber expansion and recovery performance. At higher production pressure, the steam chamber expands slowly, and at the initial stage of production, the steam chamber is elliptical and the oil production rises slowly. After the steam chamber rises to the top of the reservoir, the upper part of the steam chamber expands to both sides at a faster speed, and the steam chamber is shaped like a funnel. The higher the production pressure, the higher the temperature of the steam chamber, the lower the residual oil saturation in the steam chamber, and the higher the recovery rate of SAGD production. However, the temperature of produced fluid increases with the increase of production pressure. If the temperature of the produced fluid is too high, it will damage the production equipment. Based on the oilfield conditions, it is recommended that the production pressure in SAGD process is 5~7 MPa. In the early stage of MFAGD, oil production increases rapidly, while in the later stage of MFAGD, oil production decreases slowly, and instantaneous oil production and the instantaneous oil-steam ratio are higher. With an increase of the gas-water ratio, the oil recovery and cumulative oil-steam ratio in MFAGD both increased. However, when the gas-water ratio exceeds 50, the increase of oil production and cumulative oil-steam ratio slows down. So the recommended gas-water ratio for MFAGD is 50 at a production pressure of 5 MPa. Under the same production pressure, conversion of SAGD to MFAGD in the later stage can improve recovery by about 5%. In the initial stage of SAGD to MFAGD, a higher gas-water ratio is recommended, which will gradually decrease in the later stage.

**Keywords** steam assisted gravity drainage; multi-thermal fluid assisted gravity drainage; physical simulation; mid-deep extra-heavy oil reservoir

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.04.034

## 0 引言

渤海油田位于中国东部的渤海湾盆地, 累计发现超过  $50 \times 10^8$  t 的石油地质储量, 原油地质储量大多为稠油<sup>[1]</sup>。渤海稠油油藏埋深大部分为 900~1500 m, 原始地层压力高, 油藏条件下原油黏度 200~50 000 mPa·s。稠油黏度大, 流动阻力大, 常规方法很难采出。热力采油是开发稠油油藏的有效方法, 其最主要的机理是加热原油, 使原油黏度降低、增大原油流动性。蒸汽吞吐、多元热流体吞吐等开发方式采油速度低, 产量下降快, 开发后期经济效益变差, 最终采收率比较低, 预测采收率一般在 17%~21%。为高效开发海上稠油油藏, 进一步提高采收率, 需要转换开发方式。

蒸汽辅助重力泄油技术(SAGD)以蒸汽作为热源、依靠受热原油和凝析液的重力开采稠油, 适合于开采原油黏度较高的特稠油或超稠油油藏<sup>[2-8]</sup>。多元热流体辅助重力泄油(Multi-thermal Fluid Assisted Gravity Drainage, MFAGD)是利用多元热流体(蒸汽、N<sub>2</sub>和CO<sub>2</sub>)替代蒸汽的一项SAGD的改进技术, 其主要机理除了SAGD的机理外, 还有气体溶解降黏、气体抽提作用、减少热损失等<sup>[9-12]</sup>。由于非凝析气的存在, 注入的蒸汽可随着非凝析气向油层深部运移, 有助于蒸汽腔的形成。

长期以来, 国内外重力泄油生产实践均在低压环境中进行<sup>[13-15]</sup>, 并对低压环境下的重力泄油生产开展了大量研究<sup>[14-24]</sup>。一般认为, 压力较高的油藏重力泄油开采效果并不理想, 主要是因为高压环境中蒸汽腔扩展范围有限, 不能有效释放蒸汽的潜热<sup>[25-26]</sup>。但是, Butler也指出, 压力较高条件下, 蒸汽腔温度较高, 泄油速度较快, 对应的生产时间也较短, 注蒸汽的热效率并不低<sup>[2]</sup>。

本文针对渤海某稠油油田地质参数和流体参数, 基于物理模拟实验相似理论, 建立了一套三维高温高压物理模型, 开展了室内重力泄油模拟实验。研究了不同压力下SAGD生产过程蒸汽腔发育特征和生产动态特征, 优选出高压油藏开展SAGD的合理压力范围; 对比了SAGD和MFAGD的开采效果, 研究了气水比对MFAGD开采效果的影响; 在此基础上, 提出了高效开采高压稠油油藏的重力泄油方法, 即SAGD转MFAGD, 并对MFAGD开采阶段的气水比进行了优化。

## 1 实验模型参数确定与实验设备

### 1.1 实验模型参数确定

本文针对渤海某特稠油油田地质参数和流体参数, 基于SAGD物理模拟实验相似准则<sup>[2,25]</sup>, 确定了高温高

压环境双水平井重力泄油物理模拟实验的模型参数和操作参数(表1)。模拟实验中所用油样为该油田实际原油,因此,流体密度、黏度等参数相似比取1。为了能够充分反映高温高压环境中重力泄油的开采动态,温度、压力等参数相似比也取1。由于实验模型尺寸有限,不能按照相似准则来折算水平井长度,模拟实验中仅模拟实际水平井长度的1/4,对应地,水平井注汽量也为实际折算注汽量的1/4。

## 1.2 实验设备

重力泄油物理模拟实验装置主要由注入系统、模

型系统、采出系统和数据采集系统4部分组成,如图1所示。高温高压三维热采模型直径60 cm、长75 cm,最大承压30 MPa,最高工作温度350 ℃。模型上下分别填充泥质材料(如图2所示),模拟实际油藏顶部和底部的地层。模型两端用法兰密封,前端法兰配有注入接口、采出接口、温度传感器和压力传感器等;后端法兰配有填砂口,专门用于模型填砂,后端法兰还配有注入采出接口,用于准备阶段饱和水、饱和油。

表1 油藏原型与比例模型参数转换

Table 1 Parameters conversion of target reservoir and proportional model

参数	井网井型	注采井距/m	生产井至底部距离/m	水平井长/m	油层厚度/m	孔隙度/%	含油饱和度/%	绝对渗透率/mD	50℃时油藏原油黏度/mPa·s	油藏温度/℃	原始地层压力/MPa
原型	双水平井	15	5	300/4	50	31.7	67.5	1000	21 500	45	11
模型	双水平井	0.15	0.05	0.75	0.5	31.7	67.5	100 000	21 500	45	11
相似比		1/100	1/100	1/100	1/100	1	1	100	1	1	1

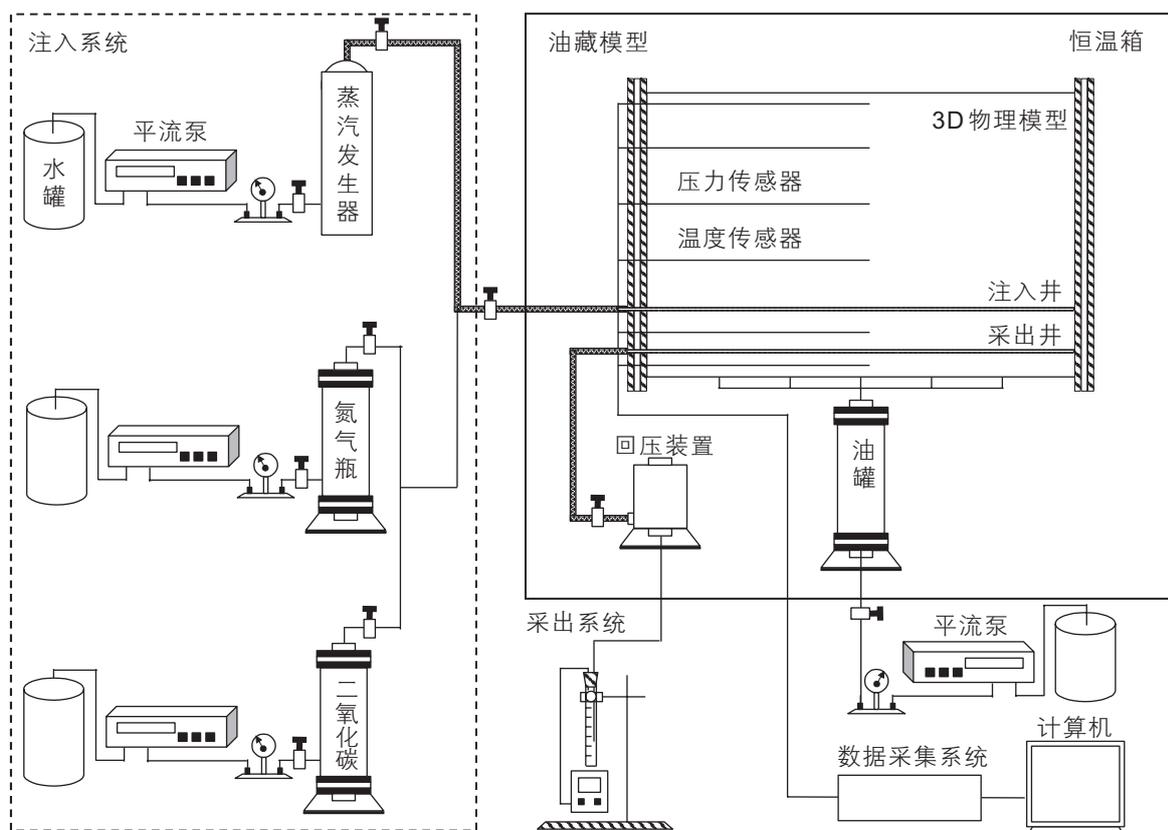


图1 高温高压三维物理模拟系统

Fig. 1 High temperature and high pressure 3D physical simulation system

## 2 实验材料与实验流程

### 2.1 实验材料

实验用油：渤海某油田特稠油样品。20℃时，稠油密度 0.992 g/cm<sup>3</sup>，API重度为 11.14，油藏温度(45℃)下，黏度 32 415 mPa·s，胶质和沥青质含量分别为 15.2% 和 13.07%。图 3 为该特稠油黏温曲线，黏温曲线拐点约在 80℃处。

实验用砂：该油田实际地层砂。

实验用地层水：根据油田地层水分析结果配制的模拟地层水，总矿化度 2858 mg/L，pH 值为 8.07，属于 NaHCO<sub>3</sub> 水型。

实验用气体：工业高纯氮(纯度 99.95%)，二氧化



图 2 三维物理模拟实验装置和油藏模型示意图  
Fig. 2 Experimental apparatus of 3D physical simulation model and reservoir model diagram

碳(纯度 95% 以上)。

### 2.2 实验步骤

(1)实验材料准备。按照实验设计要求，筛选颗粒大小符合实验要求的地层砂。实验用油为实际油藏采出原油，实验之前需对油样进行脱水、脱砂处理，并测定其密度和黏温关系。对温度传感器和压力传感器进行校对，确保测定结果准确。

(2)模型装填。按照实验设计要求，将两口水平井、温度传感器、压力传感器等安装到物理模型的适当位置。将地层砂样、原油、地层水按比例混合均匀，填入物理模型。

(3)模型气密性检测。模型填制完毕后，向模型通入 15 MPa 的高压氮气，在模型外涂上肥皂水，观察有无气泡产生，如无气泡产生，则模型密封性良好。随后，打开阀门，将模型内氮气排出。

(4)模型初始条件建立。将模型放置在温度为油藏温度 45℃ 的恒温箱内，对模型进行加热，观察温度传感器读数，使整个模型温度均达到 45℃。然后向模型内以低流速(2 mL/min)注入原油，使油藏压力达到 11 MPa。

(5)模型预热。实验均采用双水平井蒸汽循环方式预热，预热阶段井底蒸汽温度为 300℃；蒸汽干度约 70%；两井井间温度超过原油黏温曲线的拐点温度 80℃、模型压力降低至实验要求压力时，转入 SAGD/MFAGD 生产。记录预热过程中采出液量。

(6)SAGD/MFAGD 生产。按照实验要求设定的温度、注汽量、气水比等向水平注入井注入蒸汽/多元

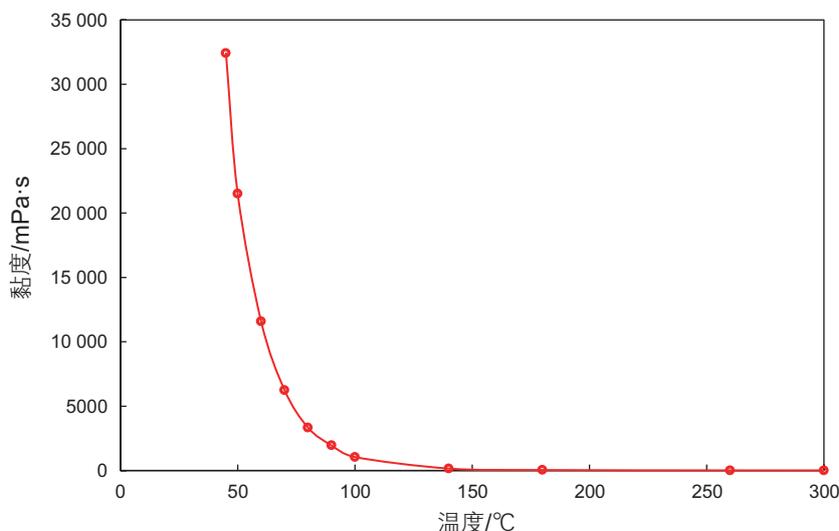


图 3 稠油样品黏温曲线  
Fig. 3 The viscosity-temperature curve of the crude oil

热流体。SAGD生产过程井底蒸汽温度为300℃,蒸汽干度约70%,生产井出口压力分别控制为9 MPa、7 MPa、5 MPa和3 MPa,注入井注汽速度60 mL/min;MFAGD过程中注入的多元热流体为蒸汽、N<sub>2</sub>和CO<sub>2</sub>的混合物,N<sub>2</sub>和CO<sub>2</sub>的体积比为4:1,根据实验设定的不同气水比调整注入气体和蒸汽的比例,井底蒸汽温度300℃,蒸汽干度约70%,生产井出口压力分别控制为5 MPa,注入井注汽速度60 mL/min,气水比分别为20、50、70和100。瞬时油汽比(瞬时产油量与注汽速度之比)低于0.1时停止实验。实验过程中,通过数据采集系统记录模型温度、压力的变化,并对采出液进行分时段收集。对收集到的采出液进行分离,计量油、水的采出速度。

### 3 实验结果与讨论

#### 3.1 不同压力下SAGD开采特征

不同压力下SAGD模拟实验结果如表2所示,图4为不同压力SAGD开采动态曲线,开发过程中模型温度场如图5所示。整个开发过程可分为4个阶段:预热阶段、瞬时产油量上升阶段、稳产阶段、瞬时产油量降低阶段。预热阶段采用双水平井同时注蒸汽的方式对模型进行预热,两口井之前的区域温度超过原油黏温曲线的拐点温度80℃、模型压力降低至实验要求压力时,转入SAGD生产。瞬时产油量上升阶段蒸汽腔逐渐形成,并向模型顶部扩展,如图5(B)所示。在瞬时产油量上升阶段,由于初期进入油层的蒸汽量较少,高温蒸汽进入相对低温的高压环境后迅速冷凝为热水,加热范围较小。随着蒸汽的持续注入,形成了较为稳定的蒸汽腔。蒸汽腔上升至油层顶部时进入稳产阶段。稳产阶段瞬时产油量和瞬时油汽比均达到最大值,并在较高水平持续一段时间。蒸汽腔上升到油层顶部后会逐渐向两侧扩展,蒸汽腔向两侧扩展过程中,瞬时产油量和瞬时油汽比均缓慢降低。随着蒸

汽的持续注入,蒸汽腔进一步从油层顶部沿两侧向下扩展。当瞬时油汽比低于0.1时,结束实验。

由图4和5可以看出,不同压力下,SAGD的开采动态和蒸汽腔特征均有明显差异。生产压力较高时,蒸汽腔形成过程缓慢,开采初期形成的蒸汽腔呈椭圆状,开采初期产油量上升较慢,瞬时产油量上升阶段持续时间较长。蒸汽腔上升至油藏顶部后,蒸汽腔上部向两侧扩展速度较快,蒸汽腔呈“漏斗”形(如图5(A3)、(B3)和(C3))。高压条件下,稳产期产量较高,持续时间较长,瞬时产油量下降阶段,产量下降很快。高压条件下,蒸汽腔温度较高,9 MPa时,蒸汽腔平均温度约为303℃,生产压力3 MPa时,蒸汽腔平均温度仅为234℃。蒸汽腔温度越高,蒸汽腔内残余油饱和度越低,图6为不同条件开采结束后模型中部砂样显微照片,可以看出,生产压力为9 MPa时,开采结束后蒸汽腔内砂样上附着的稠油明显较少。

图7为不同压力SAGD开采阶段的阶段采油量和累积油汽比。可以看出,随着生产压力的升高,SAGD阶段的采油量和累积油汽比均上升。当生产压力达到7 MPa时,采油量和累积油汽比的上升幅度减缓。但是,生产压力越高,采出液温度也越高,对采油设备的要求越高。目前,热力采油所使用的电潜泵耐温可达270~290℃,在满足现场设备性能要求的前提下,提高生产压力能够明显提高采油速度和采收率。结合油田现场条件,推荐SAGD生产阶段的生产压力为5~7 MPa(对应采出液温度约为265~285℃)。

#### 3.2 SAGD与MFAGD开采特征对比

生产压力5 MPa、气水比50的MFAGD模拟实验生产动态如图8所示,生产过程中温度场图如图9所示。MFAGD开采初期产量上升快,瞬时产油量上升至最大值后开始逐渐降低,稳产阶段和瞬时产油量降低阶段的分界不明显。与相同压力的SAGD相比,MFAGD开采后期,产量递减较慢,瞬时产油量和瞬时油汽较高。气水比50时MFAGD阶段采收率为

表2 不同压力SAGD模拟实验结果

Table 2 Experimental results of SAGD with different production pressures

压力/ MPa	预热阶段		SAGD				累积采收率/%
	阶段采油量/mL	阶段采收率/%	累积注汽量/mL	阶段采油量/mL	累计油汽比	阶段采收率/%	
9	2685	5.17	107 378	30 173	0.281	58.09	63.26
7	3719	7.16	106 740	29 301	0.275	56.41	63.57
5	4753	9.15	104 460	27 233	0.261	52.43	61.58
3	5776	11.12	96 360	24 127	0.250	46.45	57.57

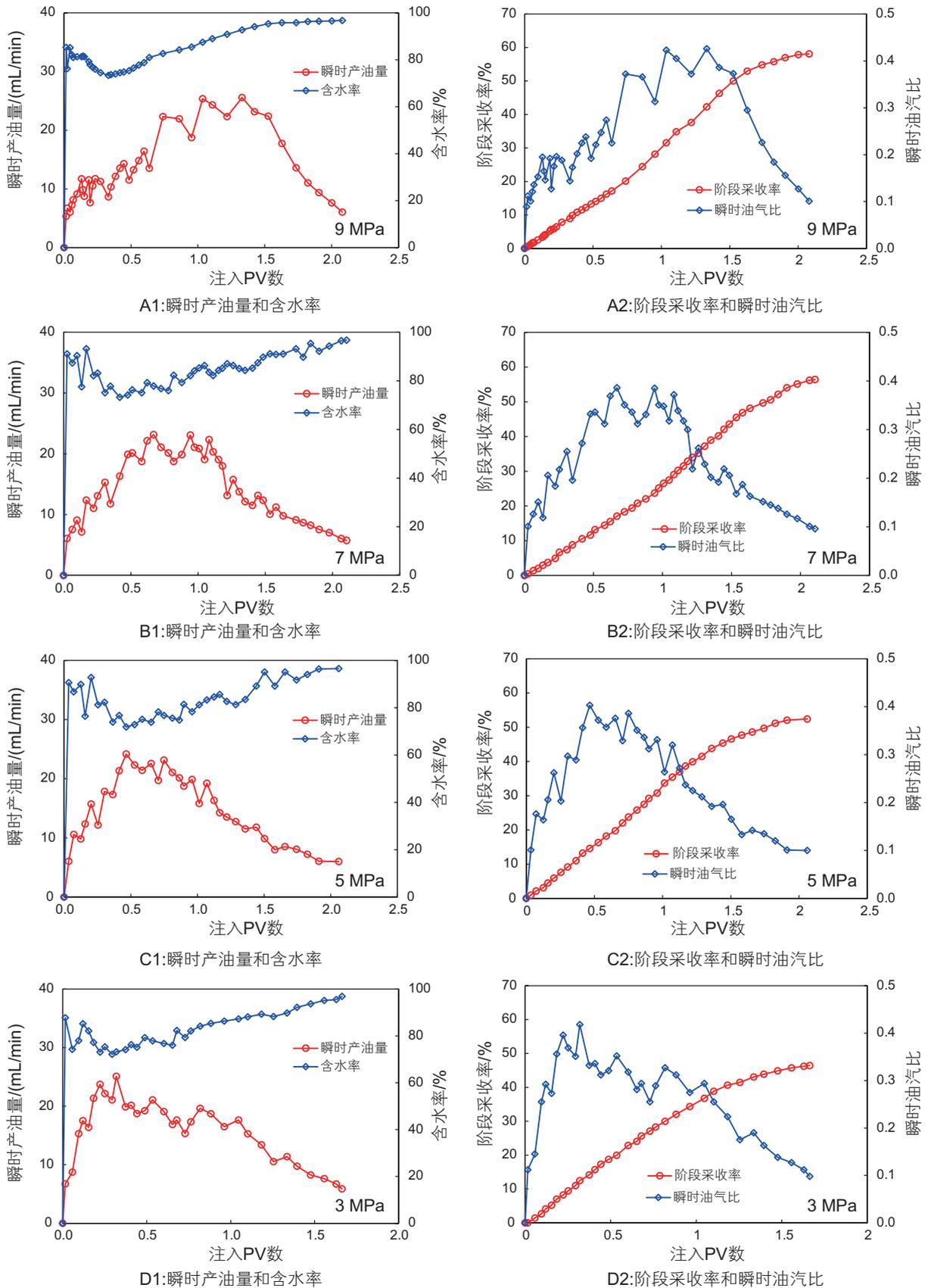


图 4 不同压力下SAGD生产动态

Fig. 4 Production performance of SAGD simulation experiments with different production pressures

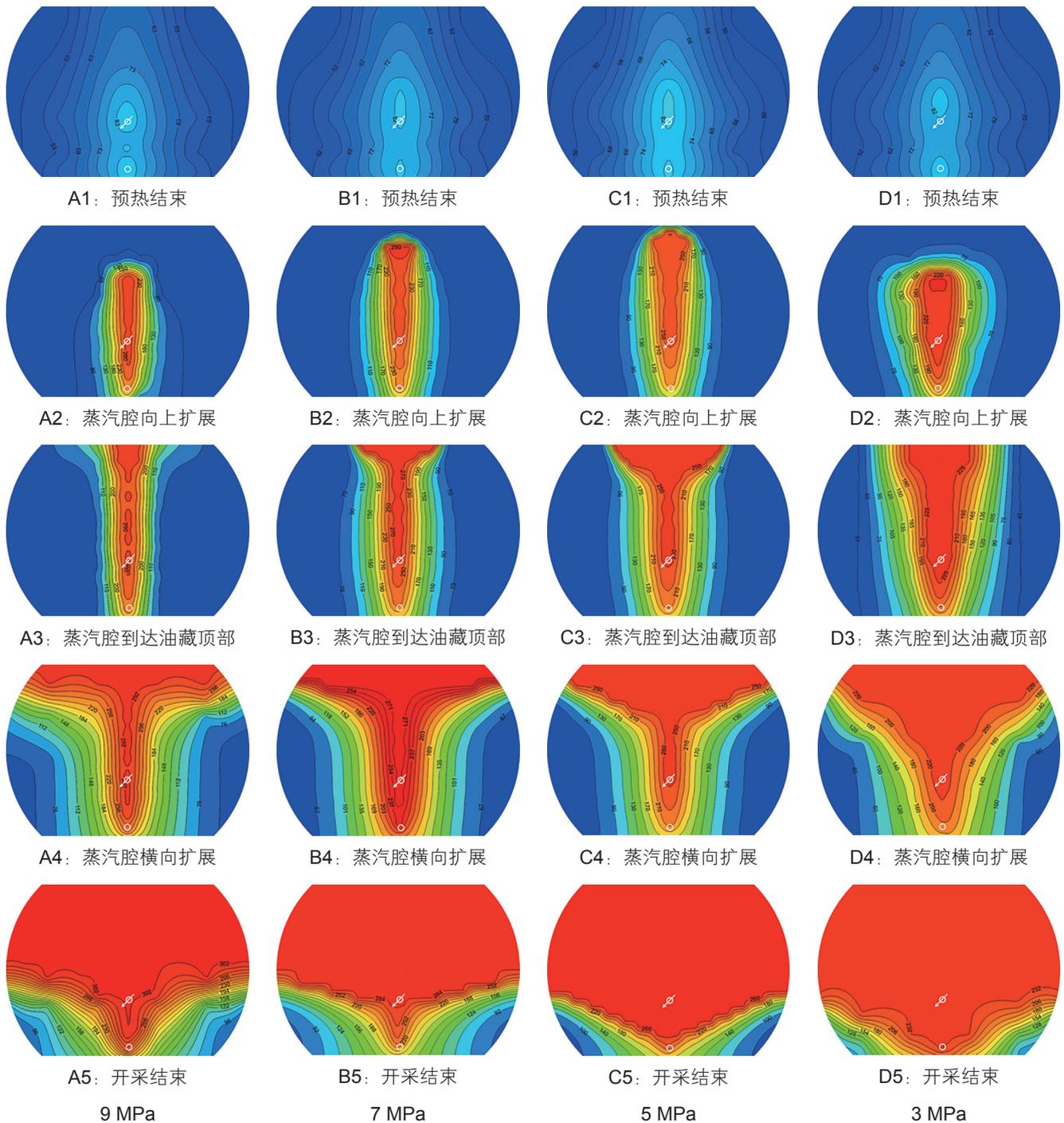


图5 不同压力SAGD开采过程温度场

Fig. 5 Temperature-fields of SAGD simulation experiments with different production pressures

55.26%，比相同压力SAGD阶段采收率高2.83%。

MFAGD开采过程中，蒸汽腔形成较早，形成的蒸汽腔形状呈“矮胖”椭圆形，与SAGD开采过程中形成的蒸汽腔形状差异明显。蒸汽腔向上扩展较慢，蒸汽腔到达油藏顶部时，油藏顶部温度较低，而油藏中部温度较高且加热范围大，蒸汽腔呈上小下大的“梨”形，如图9(B)。这是因为气体的注入有助于蒸

汽向两侧扩展，而气体在油层顶部的聚积，抑制了蒸汽的向上运移，蒸汽主要集中在油层中部和底部，使得油层顶部加热不充分，而油层中部和底部加热较充分。另外，多元热流体中的 $\text{CO}_2$ 具有溶解降低稠油黏度和抽提作用，能够进一步降低残余油饱和度，对比图6(B)和(D)可以看出，相同压力下，MFAGD开采结束后，模型中部砂样上残余的稠油较少。

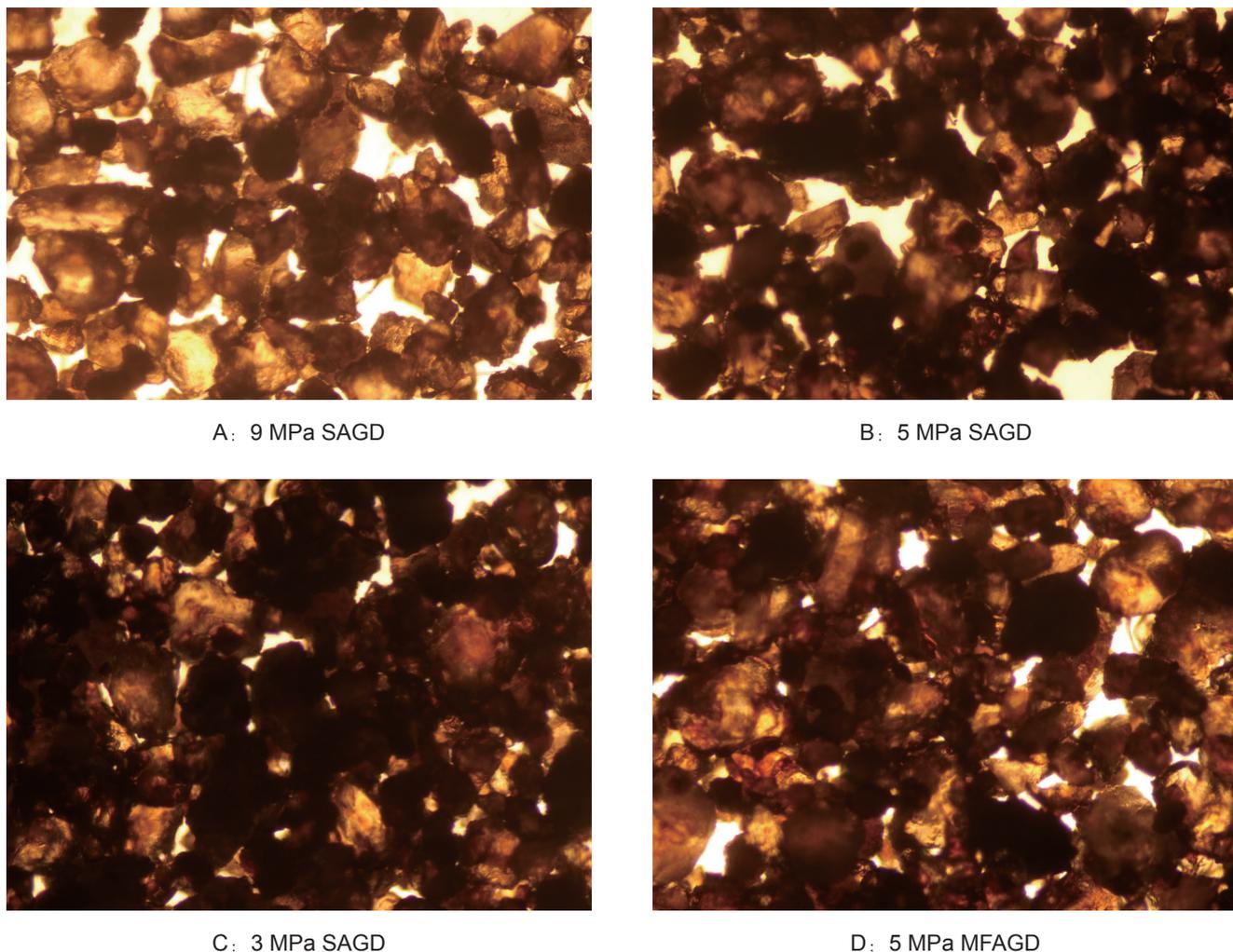


图 6 不同条件开采结束后模型中部砂样显微照片

Fig. 6 Micrograph of sand sample in the middle of the model after mining under different conditions

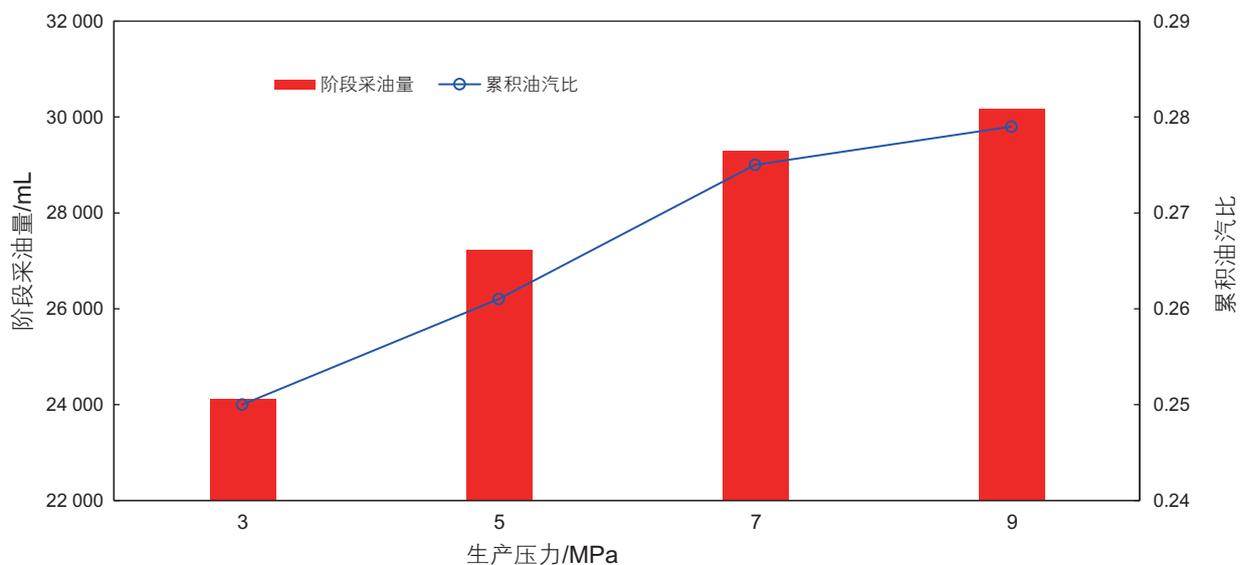


图 7 不同压力 SAGD 开采阶段的阶段采油量和累积油汽比

Fig. 7 Oil production and cumulative oil-steam ratio of SAGD simulation experiments with different production pressures

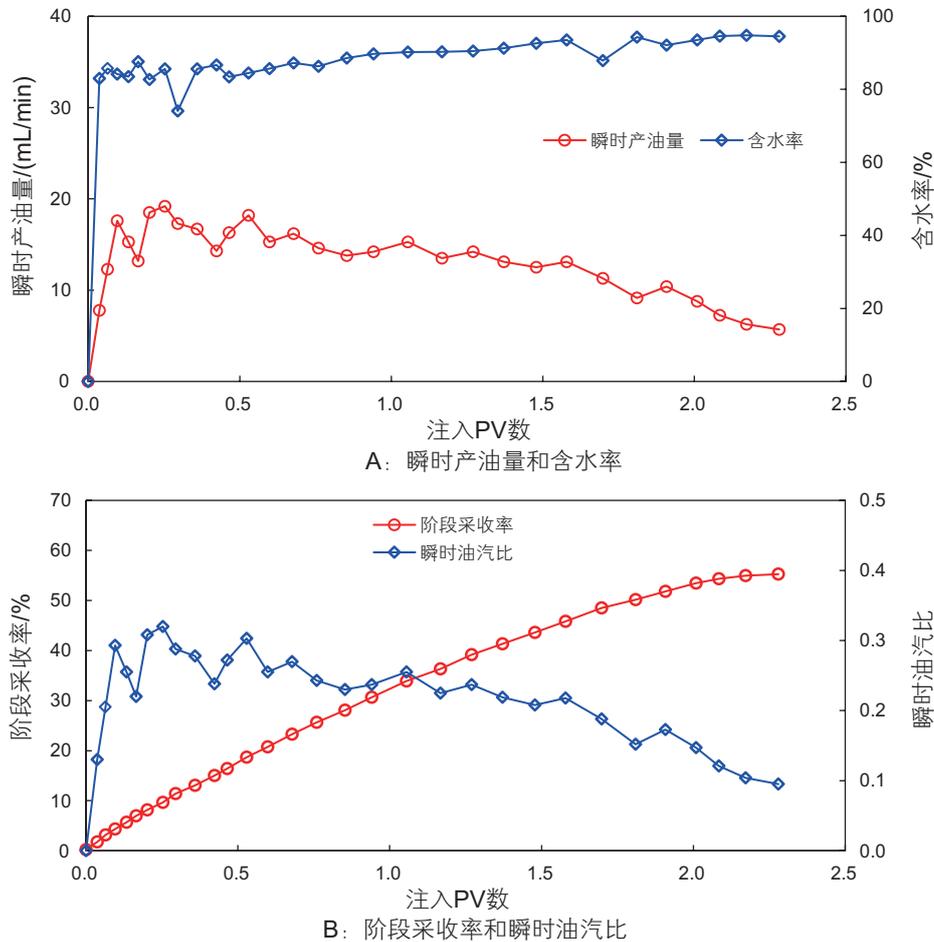


图8 MFAGD生产动态

Fig. 8 Production performance of MFAGD simulation experiments

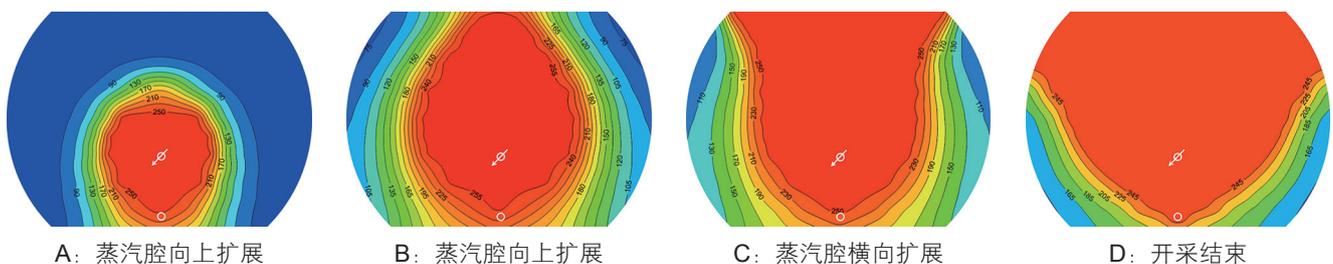


图9 MFAGD开采过程温度场

Fig. 9 Temperature-fields of MFAGD simulation experiments

与相同压力的SAGD相比, MFAGD生产过程中形成的蒸汽腔温度较低, 生产压力为5 MPa时, SAGD蒸汽腔平均温度约为265 °C, 而MFAGD蒸汽腔平均温度约为240 °C。这是因为注入气体具有分压作用, 能够降低蒸汽腔内蒸汽的分压, 从而降低蒸汽腔温度。

### 3.3 气水比对MFAGD开采效果的影响

多元热流体的主要成分是水蒸汽、 $N_2$  和  $CO_2$ 。气

水比是指在标准条件下,  $N_2$  和  $CO_2$  的体积与蒸汽的冷水体积当量的比值。为研究不同气水比对MFAGD开发效果的影响, 分别开展了气水比为20、50、70和100的MFAGD模拟实验, 实验结果如表3所示。图10为不同气水比MFAGD开采阶段的阶段采油量和累积油汽比。可以看出, 随着气水比的增加, MFAGD阶段采油量和累积油汽比均上升。但气水比超过50后, 阶段采油量和累积油汽比上升幅度减缓。随着气水比的增加, 消耗气量大幅增加。另外, 气水比较大

时, 容易造成注采井间气体窜流, 生产井大量排气, 对油田生产带来不利影响。因此, 在注入温度 300 ℃、生产压力 5 MPa 条件下, 推荐气水比为 50。

### 3.4 高压稠油油藏的重力泄油方法优化

根据 SAGD 和 MFAGD 开采特征, 设计了生产压力为 5 MPa 的 SAGD-MFAGD 模拟实验, 即初期采用 SAGD 开采, 当瞬时产油量明显下降时, 转为 MFAGD 开采, 并对 MFAGD 开采阶段的气水比进行了优化, 模拟实验结果如表 4 所示。可以看出, 在相同生产压力下, SAGD-MFAGD 开采的累积采收率比 SAGD 的采收率高 3.33%~5.59%。SAGD 开采后期, 蒸汽腔体积较大, 如果不增加注汽量, 则蒸汽腔向外扩展速度降低,

产油量下降; 如果增加注汽量, 则油汽比降低, 经济效益变差。SAGD 开采后期, 当瞬时产油量明显下降、蒸汽腔向下扩展(实验过程中, 注汽量约 1.17PV)时, 转为 MFAGD 开采, 向地层中注入一定量气体, 不仅有助于蒸汽腔进一步向外扩展, 还具有减少热损失、降低稠油黏度、降低残余油饱和度等作用。转为 MFAGD 开采后, 初期采用较大气水比, 然后逐渐降低, 开采效果最好。MFAGD 开采初期采用较大气水比, 能够充分发挥气体保持地层能量、减少热损失等作用。当地层中存气量到达一定程度后, 注入气体的作用减弱, 甚至会对正常开采造成不利影响。MFAGD 开采后期, 适当降低注气量, 不仅能够节约注气费用, 还能避免注气量过大对正常开采造成的不利影响。

表 3 不同气水比 MFAGD 模拟实验结果

Table 3 Experimental results of MFAGD with different gas-water ratio

气水比	累积注汽量/mL	累积注气量/ $\times 10^3$ mL	累积采油量/mL	累积油汽比	阶段采收率/%
20	104 600	2092	27 618	0.264	53.17
50	105 880	5294	28 703	0.271	55.26
70	106 020	7421	29 176	0.275	56.17
100	106 200	10 620	29 358	0.276	56.52

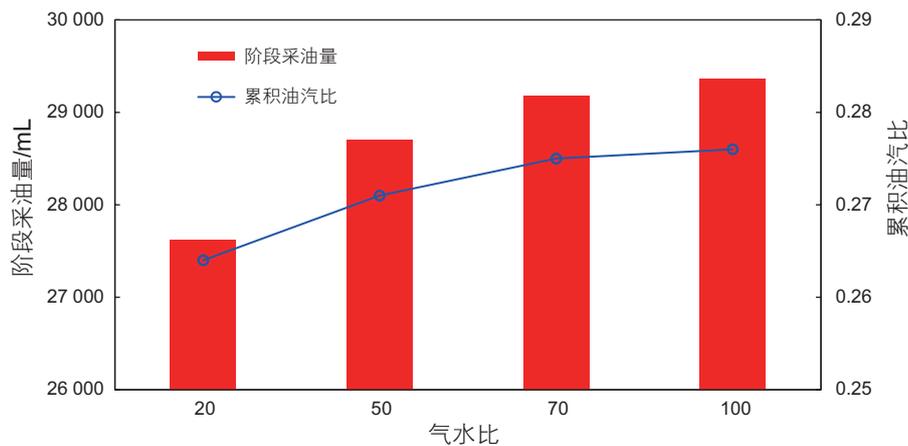


图 10 不同气水比 MFAGD 开采阶段的阶段采油量和累积油汽比

Fig. 10 Oil production and cumulative oil-steam ratio of MFAGD simulation experiments with different gas-water ratio

表 4 SAGD-MFAGD 模拟实验结果

Table 4 Experimental results of SAGD-MFAGD

预热阶段		SAGD 阶段			MFAGD 阶段					累积
采油量/ mL	采收率/ %	注汽量/ mL	采油量/ mL	采收率/ %	气水比	注汽量/ mL	注气量/ $\times 10^3$ mL	采油量/ mL	采收率/ %	采收率/%
4758	9.16	54 300	18 393	35.41	50	49 600	2480	11 142	21.45	66.02
4753	9.15	54 500	18 408	35.44	25-50-75	48 700	2435	10 555	20.32	64.91
4763	9.17	54 200	18 190	35.02	75-50-25	48 200	2410	11 936	22.98	67.17

## 4 结论

(1)SAGD生产压力对蒸汽腔扩展和开采动态具有明显的影响。生产压力高时,蒸汽腔扩展慢,开采初期蒸汽腔呈椭圆状、产油量上升较慢。蒸汽腔升至油藏顶部后,蒸汽腔上部向两侧扩展速度加快,蒸汽腔呈“漏斗”形。生产压力越高,蒸汽腔温度越高,蒸汽腔内残余油饱和度越低,SAGD开采采收率越高。

(2)随着生产压力的升高,SAGD阶段的采油量和累积油汽比均上升。当生产压力达到9 MPa时,采油量和累积油汽比的上升幅度减缓。但是,生产压力越高,采出液温度也越高,对采油设备的要求越高。结

合油田现场条件,推荐SAGD生产阶段的生产压力为5~7 MPa(对应采出液温度约为265~285℃)。

(3)MFAGD开采初期产量上升快,开采后期产量递减较慢,瞬时产油量和瞬时油汽较高。随着气水比的增加,MFAGD阶段采油量和累积油汽比均上升。但气水比超过50后,阶段采油量和累积油汽比上升幅度减缓。在生产压力5 MPa条件下,MFAGD推荐气水比为50。

(4)在相同生产压力下,SAGD后期转MFAGD开采可提高采收率5%左右。向地层中注入气体,不仅有助于蒸汽腔扩展,还具有减少热损失、降低稠油黏度、降低残余油饱和度等作用。SAGD转MFAGD开采的初期建议采用较高的气水比,后期逐渐降低。

## 参考文献

- [1] 谭中健,刘振江,周宝锁,等.渤海油田探井稠油测试技术[M].北京:石油工业出版社,2016. [TAN Z J, LIU Z J, ZHOU B S, et al. Heavy oil testing technology for exploration wells in Bohai Oilfield [M]. Beijing: Petroleum industry press, 2016.]
- [2] BUTLER R M. Thermal recovery of oil and bitumen[M]. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1991.
- [3] AL-MUATASIM AL-BAHLANI, TAYFUN BABADAGLI. SAGD laboratory experimental and numerical simulation studies: A review of current status and future issues[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, 68: 135–150.
- [4] RAUSHAN KUMAR, RAMAN JHA, DANNY ROJAS, et al. Integrated Primary and Thermal Development of a Large Extra heavy-Oil Field[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2017, 20(4): 924–936.
- [5] 张义堂. 热力采油提高采收率技术[M]. 北京:石油工业出版社, 2006: 207–214. [ZHANG YITANG. Thermal recovery technology [M]. Beijing: Petroleum industry press, 2006: 207–214.]
- [6] BIRRELL G. Heat transfer ahead of a SAGD Steam chamber, a study of thermocouple data from phase b of the underground test facility (Dover Project)[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2001, 42(3): 40–47.
- [7] WEI S L, CHENG L S, HUANG W J, et al. Prediction for steam chamber development and production performance in SAGD process[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, 19: 303–310.
- [8] 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.
- [9] DONG X H, LIU H Q, HOU J R, et al. Multi-thermal fluid assisted gravity drainage process: A new improved-oil-recovery technique for thick heavy oil reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 133: 1–11.
- [10] 钟立国,姜瑜,林辉,等.海上深层特稠油多元热流体辅助重力泄油可行性室内研究[J].油气地质与采收率, 2015, 22(5): 79–83. [ZHONG LIGUO, JIANG YU, LIN HUI, et al. Laboratory feasibility study of multi-component thermal fluid-assisted gravity drainage in offshore deep extra-heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 79–83.]
- [11] 钟立国,姜瑜,马帅,等.海上深层特稠油多元热流体辅助重力泄油物理模拟与数值模拟[J].中国海上油气, 2015, 27(1): 68–73. [ZHONG L G, JIANG Y, MA S, et al. Physical and numerical simulation of multi-component-thermal- fluid-assisted gravity drainage in deep and extra-heavy oil reservoirs offshore [J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27(1): 68–73.]
- [12] DONG X H, LIU H Q, ZHANG Z X, et al. Performance of multiple thermal fluids assisted gravity drainage process in post SAGD reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 154: 528–536.
- [13] 霍进,樊玉新,桑林翔,等.浅层超稠油蒸汽辅助重力泄油开发理论与实践[M].北京:石油工业出版社, 2014. [HUO J, FAN Y X, SANG L X, et al. Development theory and practice of steam assisted gravity drainage for shallow super-heavy oil [M]. Beijing: Petroleum industry press, 2014.]
- [14] 罗池辉,赵睿,杨智,等.浅层超稠油油藏FAST-SAGD提高采收率技术研究[J].特种油气藏, 2017, 24(3): 119–122. [LUO C H, ZHAO R, YANG Z, et al. EOR technology of FAST-SAGD for super heavy oil reservoirs in shallow layers [J]. Special oil and gas reservoirs, 2017, 24(3): 119–122.]
- [15] 于天忠,张建国,叶双江,等.辽河油田曙一区杜84块超稠油油藏水平井热采开发技术研究[J].岩性油气藏, 2011, 23(6): 114–119. [YU T Z, ZHANG J G, YE S J, et al. Development technology with thermal recovery for horizontal well of super-heavy oil reservoir in

- Du 84 block in Shu 1 area, Liaohe Oilfield [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2011, 23(6): 114–119.]
- [16] 吴向红, 叶继根, 马远乐. 水平井蒸汽辅助重力驱油藏模拟方法[J]. *计算物理*, 2002, 19(6): 540–552. [WU X H, YE J G, MA Y L. SAGD numerical simulation with horizontal wells [J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2002, 19(6): 540–552.]
- [17] 刘学利, 杜志敏, 韩忠艳, 等. 单井蒸汽辅助重力驱启动过程动态预测模型[J]. *西南石油学院学报*, 2004, 26(4): 34–37. [LIU X L, DU Z M, HAN Z Y, et al. The dynamic prediction model of starting process of SW-SAGD [J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2004, 26(4): 34–37.]
- [18] 刘志波, 程林松, 纪佑军, 等. 蒸汽与天然气驱(SAGP)开采特征: 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 Z B, CHENG L S, JI Y J, 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.]
- [19] SUN X G, WAN-JUAN H E, XIAO-BOB HU, et al. Parameters Optimization of Different Production Stages by Dual-Horizontal Well SAGD Process for Super-Heavy Oil Reservoir[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2012, 33(6): 697–699.
- [20] HUANG S J, XIONG H, WEI S, et al. Physical simulation of the interlayer effect on SAGD production in MacKay river oil sands[J]. *Fuel*, 2016, 183: 373–385.
- [21] YANG Y, HUANG S J, LIU Y, et al. A Multi-stage Theoretical Model to Characterize the Liquid Level during Steam Assisted Gravity Drainage Process [J]. *SPE Journal*. SPE-183630-PA, 2016.
- [22] KISMAN K E. Artificial Lift-A Major Unresolved Issue for SAGD [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2013, 42(8): 39–45.
- [23] 张运军, 沈德煌, 高永荣, 等. 二氧化碳辅助SAGD物理模拟实验[J]. *石油学报*, 2014, 35(6): 1147–1152. [ZHANG Y J, SHEN D H, GAO Y R, et al. Physical simulation experiment on CO<sub>2</sub> injection technology during steam assisted gravity drainage process [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(6): 1147–1152.]
- [24] 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 S Q, WANG X C, GAO Y R, et al. SAGD process with the combination of vertical and horizontal wells in super oil reservoir [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(2): 234–238.]
- [25] 田杰, 刘慧卿, 庞占喜, 等. 高压环境双水平井SAGD三维物理模拟实验[J]. *石油学报*, 2017, 38(4): 453–460. [TIAN J, LIU H Q, PANG Z X, et al. Experiment of 3D physical simulation on dual horizontal well SAGD under high pressure condition [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(4): 453–460.]
- [26] 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 S Q, WANG X C, GAO Y R, 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.]

(编辑 马桂霞)