

文章编号: 0253-2697(2017)04-0453-08 DOI:10.7623/syxb201704009

# 高压环境双水平井 SAGD 三维物理模拟实验

田 杰<sup>1</sup> 刘慧卿<sup>1</sup> 庞占喜<sup>1</sup> 赵 卫<sup>1</sup> 高振南<sup>2</sup> 芮松霞<sup>3</sup>

(1. 中国石油大学石油工程教育部重点实验室 北京 102249; 2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海研究院 天津 300459;  
3. 中国石油辽河油田公司钻采工艺研究院 辽宁盘锦 124010)

**摘要:**针对原始地层压力较高且难于在短期内降压的特稠油油藏,为了研究双水平井 SAGD 在高压环境下的开发效果,利用高温、高压三维物理模拟系统进行了 SAGD 物理模拟实验,并分析了在原始地层压力较高的特稠油油藏中进行 SAGD 生产的各项特征。研究表明:与低压环境下的 SAGD 生产过程相比,在高压环境下蒸汽腔发育过程虽然也分为 3 个阶段,但是蒸汽腔体积小,横向扩展范围有限;生产过程中没有出现稳产阶段,产油速率和油汽比在达到最大值以后迅速降低,大量原油在高含水 and 低油汽比阶段被产出;生产过程中热损失速率先缓慢、后迅速增加,最后保持稳定,与蒸汽腔发育的 3 个阶段相对应。根据实验研究结果可知,在高压环境下进行 SAGD 生产难以取得较为理想的开发效果,低压环境下 SAGD 开发的采收率远高于高压环境下 SAGD 的采收率。因此,高压环境下实施 SAGD 不能有效释放蒸汽潜热从而提高稠油油藏采收率,在能降低油藏压力的条件下,应首先利用适当工艺措施降低油藏平均压力,再实施 SAGD 开发。

**关键词:**热力采油;蒸汽辅助重力泄油;高压环境;双水平井;物理模拟

中图分类号:TE357.4

文献标识码:A

## Experiment of 3D physical simulation on dual horizontal well SAGD under high pressure condition

Tian Jie<sup>1</sup> Liu Huiqing<sup>1</sup> Pang Zhanxi<sup>1</sup> Zhao Wei<sup>1</sup> Gao Zhennan<sup>2</sup> Rui Songxia<sup>3</sup>

(1. Key Laboratory of Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Bohai Research Institute of Tianjin Branch, CNOOC China Limited, Tianjin 300459, China; 3. Drilling and Production Technology Research Institute, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Liaoning Panjin 124010, China)

**Abstract:** To study the development effect of dual horizontal well using steam assisted gravity drainage (SAGD) technology under high pressure condition, the physical simulation experiment of SAGD process was conducted with the high-temperature and high-pressure 3D physical simulation system for ultra-heavy oil reservoirs with relatively high original pressure and depressurizing difficulty in a short term. Meanwhile, various characteristics of SAGD production in ultra-heavy oil reservoirs with high original pressure were analyzed. The research results show that compared with SAGD production process in the low-pressure environment, the development process of steam chamber in a high-pressure environment can also be divided into three stages, but steam chamber volume is small with limited lateral extension. There is no stable production stage during the production process, and oil yield rate and oil-steam ratio are decreased rapidly after reaching the maximum. A large amount of crude oil is produced in high water cut and low oil-steam ratio stage. In the production process, heat loss rate is increased slowly at first and then grows rapidly, and finally keeps stable, corresponding to the three development stages of steam chamber. According to the experimental research results, it can be known that the desired development results are difficult to be obtained through SAGD process in the high pressure environment, while the recovery rate of SAGD process in the low pressure environment is far more than that in the high pressure environment. Therefore, the latent heat of the steam is unable to be effectively released to enhance oil recovery during SAGD production in high pressure environment. Moreover, the average pressure of reservoir should be reduced first by using appropriate technological measures under the condition of reservoir depressurization, followed by SAGD process.

**Key words:** thermal recovery; steam assisted gravity drainage; high pressure environment; dual horizontal well; physical simulation

**引用:**田杰,刘慧卿,庞占喜,赵卫,高振南,芮松霞. 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.

**Cite:** TIAN Jie, LIU Huiqing, PANG Zhanxi, ZHAO Wei, GAO Zhennan, RUI Songxia. Experiment of 3D physical simulation on dual horizontal well SAGD under high pressure condition[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(4): 453-460.

蒸汽辅助重力泄油技术(SAGD)是目前开发特稠油、超稠油较为前沿的技术<sup>[1-3]</sup>,其主要原理是利用蒸汽释放潜热加热原油,当原油具有流动性后在重力的

作用下向下运动至生产井而被产出<sup>[4]</sup>。长期以来,国内外 SAGD 生产实践均是在低压环境中进行(浅层低压油藏或者压力较高的油藏先采取降压措施,油藏压

基金项目:国家重大科技专项(2016ZX05031-003-004)资助。

第一作者及通信作者:田杰,男,1990年10月生,2012年获长江大学学士学位,现为中国石油大学(北京)油气田开发工程专业博士研究生,主要从事稠油热采物理模拟与数值模拟研究工作。Email:tjcupb@yeah.net

力小于 5 MPa)<sup>[5-8]</sup>, 并且获得了较好的开发效果, 对于低压环境中进行 SAGD 生产也开展了许多的研究工作<sup>[9-19]</sup>, 而对于在压力较高且难于在短期内降压的油藏中直接进行 SAGD 开采, 目前的研究较少。鉴于此, 笔者利用物理模拟方法, 以中国东部海域的特稠油区块<sup>[20-21]</sup>为原型, 建立三维高压物理模型, 开展了室内物理模拟实验。实验研究了高压环境下 SAGD 生产过程蒸汽腔发育特征、生产动态特征以及热损失特征, 并对出现这些特征的原因进行了分析。实验反映了在高压环境中进行 SAGD 生产典型特征, 可供矿场 SAGD 生产实践参考。

### 1 高压蒸汽特性

从蒸汽饱和压力与蒸汽比容、蒸汽热焓以及潜热之间的关系(图 1)可以看出(压力范围为 1~22 MPa), 随着蒸汽饱和压力的升高, 蒸汽比容以及潜热均单调降低, 拐点在 5 MPa 附近(潜热曲线可分为 3 段, 有 2 个拐点, 第 1 个在 5 MPa); 而蒸汽热焓在 5 MPa 时基本上处于最大值, 蒸汽压力升高, 热焓降低。由于 SAGD 生产过程一般要求蒸汽干度在 70% 以上, 故干度低于 70% 的蒸汽热焓变化此处不讨论。则由此可知, 在压力低于 5 MPa 时, 蒸汽的热焓、比容、潜热都处于较高水平, 这时蒸汽的体积效应与热效应较为显著。而压力升高至 5 MPa 以后, 蒸汽比容、潜热、热焓都不同程度的降低, 蒸汽的体积效应与热效应减弱。根

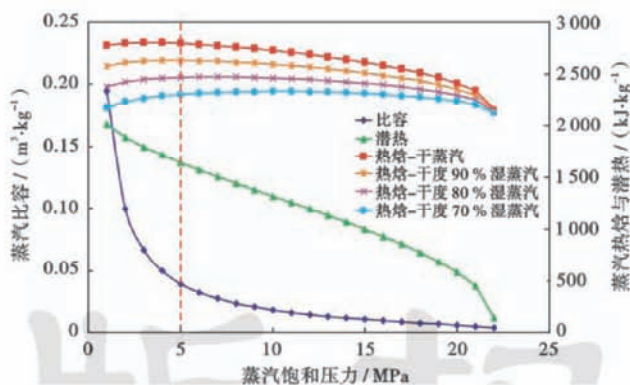


图 1 蒸汽物性特征

Fig. 1 Steam physical properties

据以上蒸汽特性分析结果, 此处对 SAGD 生产所处的油藏压力条件进行界定, 限定 5 MPa 以下属于低压条件, 5 MPa 以上属于高压条件。

### 2 实验流程与条件

#### 2.1 模型参数的确定

相似模拟实验的相似原理主要包括几何相似、物理相似以及时间相似。前人通过研究<sup>[4]</sup>, 得出了 SAGD 物理模拟实验通用相似准则(表 1), 依据此套相似准则并以原型油藏的地质及流体参数为基础, 将油藏尺度参数转换为模型尺度的参数, 并确定实验过程中的操作参数。

表 1 SAGD 相似准则

Table 1 Scaling criteria of SAGD process

相似准则	物理意义	模化参量
$B_3 = \sqrt{\frac{Kgh}{\alpha\phi\Delta S_0 m\nu_s}}$	SAGD 无因次值	控制 SAGD 相似的关键数值
$t_D = \frac{t}{h} \sqrt{\frac{Kg\alpha}{\phi\Delta S_0 m\nu_s h}}$	无因次时间	生产时间
$q_s = w \sqrt{\frac{2Kg\alpha\phi h}{m\nu_s}}$	蒸汽注入率比值	蒸汽注入速率
$\pi_3 = \frac{\Delta p}{\Delta\rho gL}$	驱动力与重力之比	注采压差

实验中采用现场原油并进行脱水过滤处理, 同时使用 12 目石英砂装填模型。因而在参数转换过程中, 考虑到所采用的是与原型油藏一致的流体体系, 流体密度、黏度、相对渗透率等参数的相似比取 1, 同时不考虑毛细管力的相似。在实验中采用与原型油藏相同的孔隙度、原始含油饱和度、温度、压力、注汽干度以及操作压力, 这些参数在计算中相似比也直接取 1。依据表 1 中的相似准则并考虑上述条件, 确定了双水平井高压 SAGD 三维物理模型参数以及操作参数(表 2)。

受到实验条件的限制, 部分参数不能完全按照相似比进行折算。其中限于模型尺度, 对于实际使用的水平井, 只模拟其长度的 1/5, 在此基础上注汽量也折算为总量的 1/5, 井筒半径考虑到实际操作可行性, 也没有完全相似。同时, 由于按照相似计算的注汽速率过大, 实验条件难以达到。在设计时采取总注入量

表 2 油藏原型与比例模型参数转换

Table 2 Parameter conversion of oil reservoir prototype and scale model

参数	基本参数										循环预热			SAGD				
	井网井型	井筒半径/m	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	注汽速度/(t·d <sup>-1</sup> )	蒸汽温度/℃	预热时间/min	注汽速度/(t·d <sup>-1</sup> )	注汽温度/℃	汽腔操作压力/MPa
原型	双水平井	0.1	7	3	500/5	40	32.6	70	3 000	28 469.6	50	10	300	311		300	311	10
模型	双水平井	0.003	0.028	0.012	0.4	0.16	32.6	70	750 000	28 469.6	50	10	0.0432	311	60	0.0432	311	10
相似比	1	1/67	1/250	1/250	1/250	1/250	1	1	250	1	1	1	1	1		1	1	1

相似的办法,即计算一定时间内总注入量所对应的模型注入量,然后依据实验条件确定合适的注汽速度,并由此确定所对应的注汽时间。按照此方法室内实验注汽46.7 min等同于现场注汽1年。

## 2.2 实验系统与设备

高温高压三维热采物理模拟系统如图2所示,实

验装置主要由注采系统、模型系统、监测系统3部分组成。其中注入系统包括ISCO柱塞泵、蒸汽发生器、氮气瓶、加热带、手摇泵、回压阀、量筒以及配套的控制阀门;模型系统包括高温高压三维热采模型和恒温箱;监测系统主要包括压力传感器、缓冲容器、温度传感器、数据采集箱和计算机。

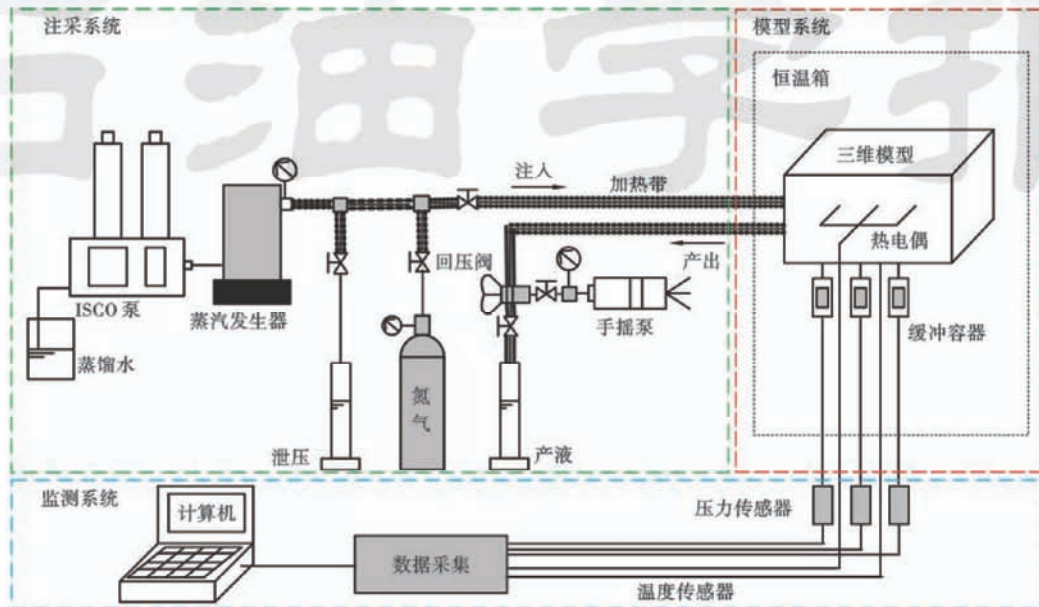


图2 高温高压三维物理模拟系统

Fig. 2 High-temperature and high-pressure 3D physical simulation system

高温高压三维热采模型内腔长、宽均为40 cm,深度为40 cm,最大承压为20 MPa,为模拟顶、底层可封填不渗透的陶泥。该模型可完成双水平井SAGD、直井水平井组合SAGD、水平井驱替、直井井网(五点井网、九点井网)驱替等相关物理过程的模拟。蒸汽注入井与沿程管线安装了电加热装置,实验过程中该装置的加热温度与蒸汽发生器的温度保持一致,使蒸汽进入到模型中仍能保持蒸汽状态。

循环预热方式如图3所示。在矿场实践中,循环预热一般是利用油管注汽,然后蒸汽通过油套环空回流而实现蒸汽循环,但在模型尺度下难于实现。考虑到在实际的蒸汽循环过程中,进入地层的蒸汽量较少,因此在实验中使用改良的蒸汽循环预热方式。使用外径为2 mm的管线分别缠绕注汽井和生产井,从注采井跟端注入高温蒸汽,从注采井趾端排出蒸汽,利用蒸汽携带热量对注采井以及井周围区域进行加热,通过监测注采井间的温度判断是否达到转入SAGD生产的时机。在国内外矿场实践中,一般将原油黏温曲线拐点处的温度作为转入SAGD生产的温度界限,在实验中沿袭这一作法,实验中原油拐点温度为90℃,当井间温度超过90℃时,结束预热,转入SAGD生产。

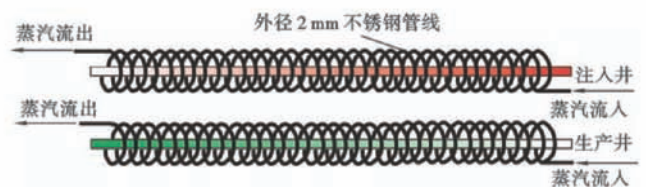


图3 蒸汽循环预热物理模拟

Fig. 3 Physical simulation of steam circulation preheating process

## 2.3 实验条件

根据实验室的设备条件与能力,确定了相关的注入参数:

(1) 循环预热阶段。井底蒸汽温度为311℃;蒸汽干度高于70%;该阶段共进行30 min,水平注入井和水平生产井同时进行预热,直至两井井间温度超过90℃,转入SAGD生产。

(2) SAGD阶段。井底蒸汽温度为311℃;蒸汽干度高于70%;生产井出口压力控制为10 MPa;注入井注汽速率为30 mL/min;SAGD生产至瞬时油气比低于0.1为止。

## 2.4 实验流程

实验流程为:

(1) 材料准备。按照实验设计准备好石英砂、原

油;检查各项装置与设备保证其处于良好状态。

(2) 模型装填。先向模型中填入陶泥至设计厚度用以模拟下伏岩层。再将模拟井安装到指定的接口,向模型中装填按比例混合好的油砂并压实,同时将温度传感器、差压传感器安装到模型油层的指定位置。当油砂填至设计厚度后,向模型中填入陶泥,模拟上覆岩层。

(3) 检验模型气密性。模型封装好以后,用氮气向模型内加压,并将压力稳定在 5 MPa 并保持 24 h 以上,在模型各个引出端口用表面活性剂检测是否有漏气现象。

(4) 模型初始化。气密性检验完成后,模型连同承压容器都放置在恒温箱中;设定恒温箱温度为 90℃,对模型加热,使整个模型内外温度均达到 90℃。然后用泵以低流量向模型内注入原油,使油藏压力达到实验设计要求,在此过程中,逐步将恒温箱温度降低至油藏温度,直至模型压力达到原始油藏压力。

(5) 实验运行。实验过程中,监测系统对模型本体、蒸汽发生器出口、恒温箱等处的温度、压力进行实时监测;采出系统对产出液进行分时段收集,实验中实时计量油水总量,至瞬时油气比低于 0.1,结束实验;实验结束后,对收集到的产出液进行破乳、分离,以计量出油、水的瞬时产量。

### 3 实验结果及分析

#### 3.1 蒸汽循环预热阶段

从预热阶段不同时间点垂直井筒剖面的温度场(图 4)中可见,在预热过程中,注采井的加热范围都逐渐增加,而且初始加热范围形态为一椭圆,随着时间的增加,加热范围逐渐变为“梨”形。其原因在于:注入井比生产井处在更高的位置,距离油层顶、底均较远,在预热阶段中二者对于其传热过程基本没有影响,而生产井靠近油层底部,且油层之下模拟下伏岩层的导热系数小于油层,这使得生产井的加热范围横向扩展。随着时间的推移,井间温度逐渐增加,当预热到约 30 min 时,井间温度已经超过 90℃,可以转入 SAGD 生产阶段(图 5)。

#### 3.2 生产阶段

生产阶段动态曲线如图 6 所示。整个生产过程可以分为 3 个阶段(图 6 中 I、II、III):瞬时产油量逐渐增加阶段、瞬时产油量迅速降低阶段、瞬时产油量缓慢降低阶段,对应 SAGD 汽腔剖面的 3 个扩展阶段,即:蒸汽腔上升阶段、蒸汽腔横向扩展阶段、蒸汽腔下降阶段(图 7)。在蒸汽腔上升阶段,由于开始进入油层的蒸汽量较少,高温蒸汽进入低温的高压环境后迅速

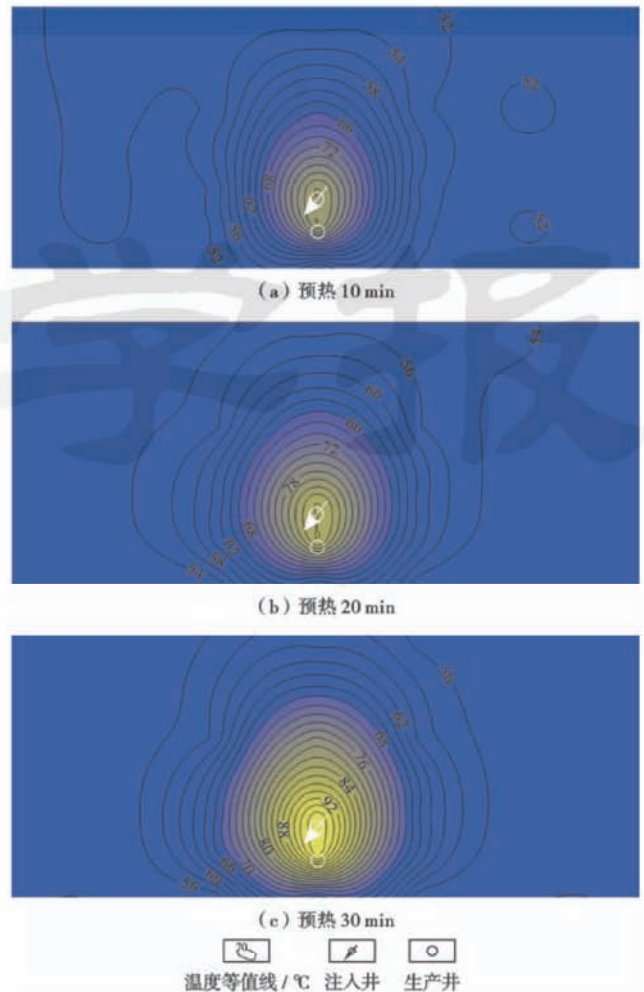


图 4 预热过程垂直井筒剖面温度场

Fig. 4 Temperature profiles of vertical shaft profile during the preheating process

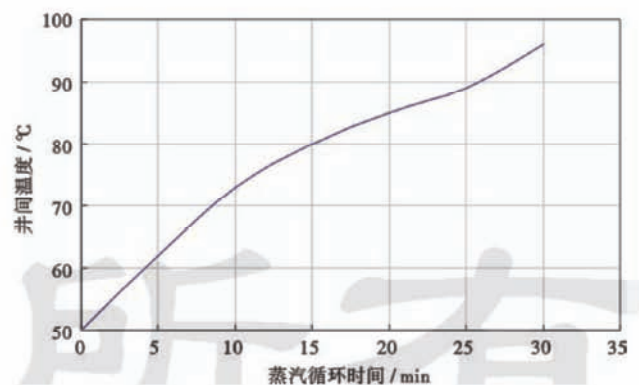


图 5 预热过程井间温度

Fig. 5 Interwell temperature during the preheating process

放热冷却凝结为热水并向下运动,使得加热范围呈现上小、下大的“梨”形。在蒸汽注入约 20 min 以后,蒸汽腔逐渐形成。在随后的 140 min 内,蒸汽腔逐渐上升并最终到达油层顶部。在这一阶段中,瞬时产油量和油气比逐渐增加并达到最大值,而含水率有所下降,采出程度达到 4.7%,这时对应注入孔隙体积倍数为 0.16 PV。在

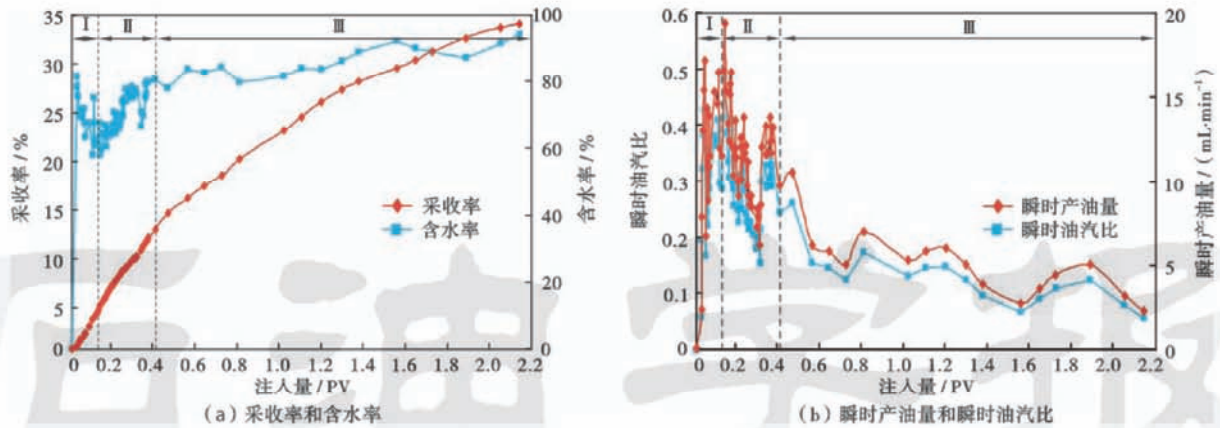


图 6 SAGD 生产过程动态

Fig. 6 Production dynamic of SAGD production process

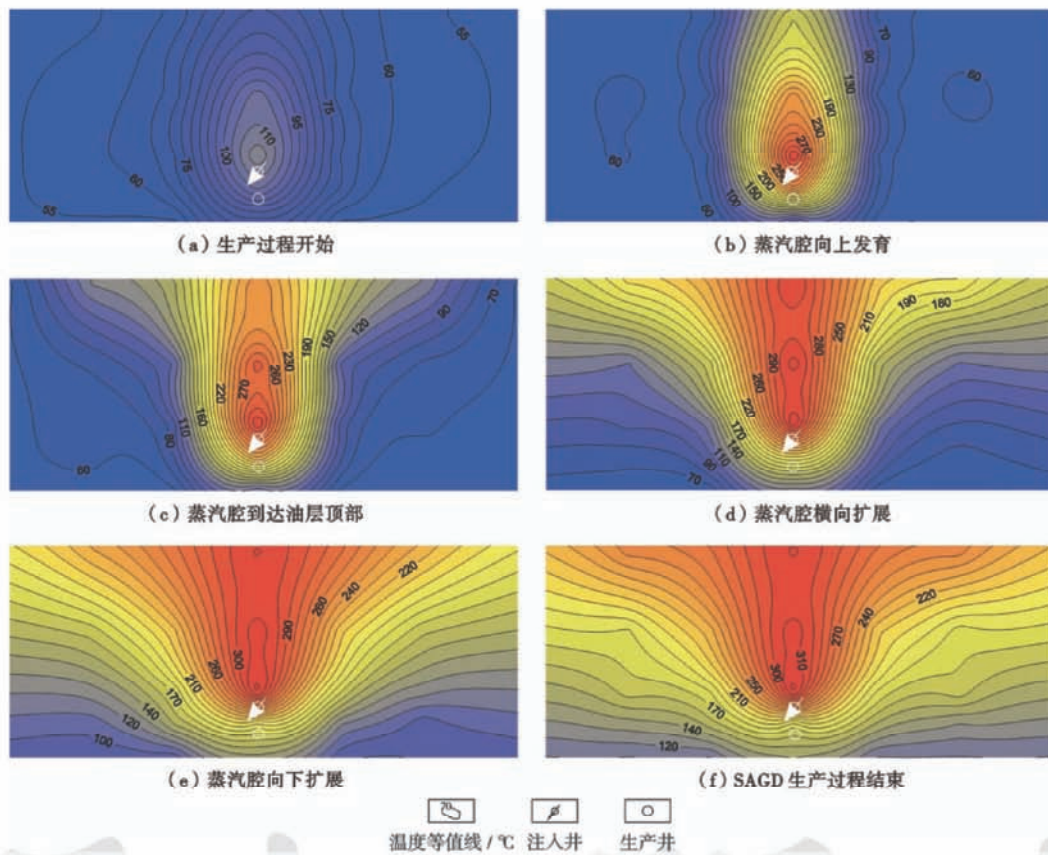


图 7 SAGD 生产过程温度场

Fig. 7 Temperature profiles during the SAGD production process

蒸汽腔横向扩展阶段,随着蒸汽不断地注入油层,蒸汽逐渐向两侧运移,使得蒸汽腔横向扩展。由前述可知,高压条件下蒸汽比容和潜热都低于低压条件,使得这一过程不同于文献[22-24]中所描述的低压 SAGD 蒸汽腔的横向扩展过程:一方面,尽管加热范围不断扩大,但实际上蒸汽腔的体积增加量很有限,仅限于图 7 中温度在 311°C 以上的高温区域;另一方面,没有出现产量稳定阶段。在这一阶段中,瞬时产油量和油汽比先快速下降,随后下降速度减缓;而含水率先快速增

加,而后增速减缓;采出程度始终线性增加,当这一阶段结束时,采出程度增至 12.5%,此时对应注入孔隙体积倍数为 0.41 PV。在蒸汽腔下降阶段,整个 SAGD 过程进入开采后期。由于油层中、上部的原油已大量产出,蒸汽腔向下扩张动用油层下部原油,重力泄油能力明显减弱,使得这一阶段瞬时产油量与油汽比明显降低,同时含水率显著增加。这一阶段持续时间比前两个阶段都要长,当瞬时油汽比降至 0.1 时,采出程度达到 33.9%,这时对应的注入孔隙体积倍数为

2.08 PV。可见,开发效果并不理想,而在低压条件下 SAGD 开发的采收率通常在 60% 以上<sup>[1,4-7]</sup>,而高压条件下实施 SAGD 的采收率较低(未超过 40%),两者相差较大。说明高压环境下实施 SAGD 不能有效释放蒸汽的潜热而提高稠油油藏采收率。

#### 4 生产过程热损失计算

为了计算 SAGD 过程中的热损失,三维模型进行了简化(图 8)。计算中采取了以下假设:

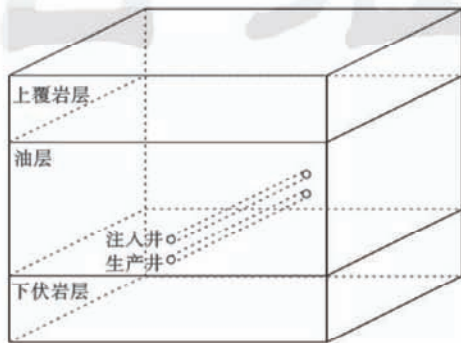


图 8 SAGD 简化模型

Fig. 8 SAGD simplified model

(1) 在 SAGD 生产过程中,油层向上覆和下伏岩层散失热量,且热损失主要是以热传导的形式,不考虑热辐射与热对流。

(2) 不考虑模型侧面的热损失。一方面,模型钢壳内壁涂有耐高温隔热材料,该材料的导热系数很低,因此模型侧面的热损失较小可以忽略;另一方面,在实际油藏的 SAGD 生产过程中,多个井对同时生产,对于远离油藏边界的井对,侧向上传递的热量仍然留在油藏中,可以不认为是热损失。

(3) 由于物理模型外壳是不锈钢制成,其冷却过程可认为是在很短时间内迅速完成,则上覆和下伏岩层的外侧温度可以认为是油藏温度并且在 SAGD 生产过程中保持不变。

对于上覆和下伏岩层,其外侧温度为油藏原始温度,而内侧温度却在发生变化。但如果取的时间间隔足够小,那么在这个时间间隔内可以认为内侧温度是不变的,这个时间间隔内的传热过程可以用一维稳定导热方程来描述。对于一维稳定导热过程,其控制方程为:

$$\frac{d}{dx} \left( \lambda \frac{dT}{dx} \right) + \Psi = 0 \quad (1)$$

对于一个单层没有内热源的平壁,其厚度为  $\delta$ ,导热截面为  $A$ ,导热系数为常数  $\lambda$ 。平壁两侧保持恒定的温度  $T_1$  和  $T_2$  ( $T_1 \geq T_2$ ),则导热方程可简化为:

$$\frac{d^2 T}{dx^2} = 0 \quad (2)$$

根据傅立叶定律,通过平壁的热流量为:

$$\Phi = -\lambda A \frac{dT}{dx} = \lambda A \frac{T_1 - T_2}{\delta} = \frac{\lambda A}{\delta} \Delta T \quad (3)$$

则在时间间隔  $\Delta t$  内通过平壁的热量为:

$$Q = \Phi \cdot \Delta t = \frac{\lambda A}{\delta} \Delta T \Delta t \quad (4)$$

对于 SAGD 过程中热损失的计算,在垂直井筒方向上取厚度为  $dl = 1 \text{ cm}$  的截面(图 9)。将上覆岩层均分为 11 个网格,对于每一个网格,其两侧的温度可以确定(一侧为原始油藏温度,另一侧可以通过热电偶的测试数据确定)。在时间间隔  $\Delta t$  内通过网格的热量可以通过式(4)计算得到:

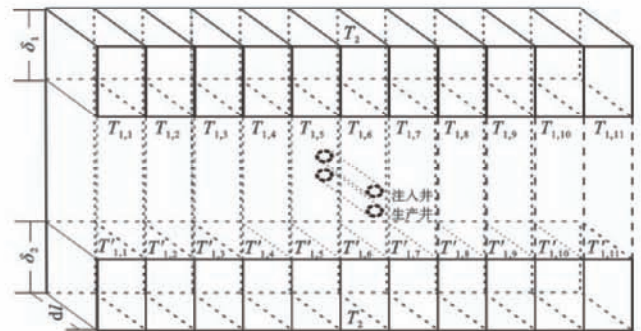


图 9 垂直井筒截面

Fig. 9 Vertical well section

$$Q_i = \Phi_i \Delta t = \frac{\lambda A_i}{\delta} \Delta T_i \Delta t \quad (5)$$

在该时间间隔内通过所有网格的热量之和为:

$$Q_{oi} = \sum_{i=1}^{11} \Phi_i \cdot \Delta t = \sum_{i=1}^{11} \frac{\lambda A_i}{\delta} \Delta T_i \Delta t \quad (6)$$

对于整个上覆岩层,该时间间隔内的热损失等于上述计算结果与井长的乘积。对于下伏岩层,其在该时间间隔内热损失的计算方法与上覆岩层一致。整个生产过程中的热损失量等于上覆和下伏岩层热损失量之和。

在计算中,取时间间隔  $\Delta t = 10 \text{ s}$ ,则整个生产过程的热损失情况计算结果图 10 所示。

定义热损失速率与瞬时注入热量之比为热损失百分比。热损失速率的变化也可分为 3 个阶段(图 10 中 I、II、III),这 3 个阶段分别与蒸汽腔发育的 3 个阶段对应,即:当蒸汽腔向上发育还未到达油层顶部时,油层顶部和底部温度都相对较低,故开始热损失速率较小;当蒸汽腔到达油层顶部后,横向扩展,油层顶部高温区域不断增大而油层底部温度变化不大,故而热损失速率迅速增加;当蒸汽腔开始向下扩展,油层顶部高温区域保持稳定,而油层底部温度不断增加,故而增加

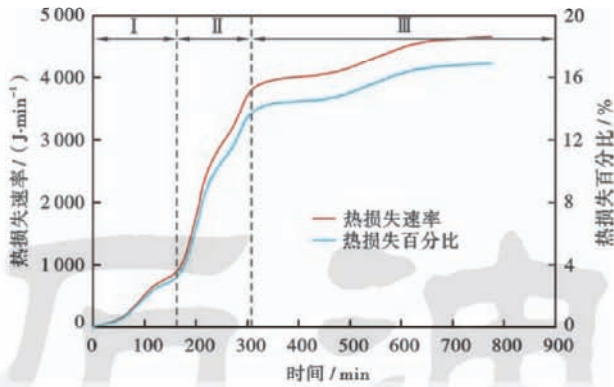


图10 热损失计算结果

Fig. 10 Results of the heat loss calculation

速率减缓并最终保持稳定。在生产过程中由于注入条件保持不变,则瞬时注入热量不变,因而热损失百分数变化规律与热损失速率变化规律一致,同样分为3个阶段且与蒸汽腔发育过程对应。从该曲线(图10)可见,在SAGD生产的中后期,热损失百分比比较大,最大达到16.85%,即注入的热量中有相当比例的热量损失掉而没有用于加热原油,说明在高压条件下进行SAGD生产的热损失较为严重。

## 5 结论

(1) 根据热力采油三维相似理论,开展了双水平井高压SAGD三维物理模拟实验,再现了高压环境下SAGD开采稠油油藏过程。与低压环境下的SAGD生产过程相比,高压环境下SAGD的蒸汽腔发育过程以及油水产量动态也可分为3个阶段,但在产油量上升阶段结束后,没有出现稳产阶段,产油量和油汽比迅速下降,含水率迅速上升;蒸汽腔下降阶段出现较早且持续时间较长,成为主要产油阶段。

(2) SAGD生产过程中热损失变化过程可分为3个阶段,且这3个阶段分别与蒸汽腔发育的3个阶段对应。在SAGD生产过程中,热损失百分比最高达到16.85%,说明在高压环境下进行SAGD生产热损失较为严重。

(3) 高压环境下,SAGD的最终采收率仅达到33.9%,远低于低压环境下SAGD的采收率。因高压环境下实施SAGD不能有效利用蒸汽的热效应与体积效应而造成高压SAGD开发稠油油藏效果不理想。在能降低油藏压力的情况下,应选择适当工艺方式先降低油藏平均压力,再实施SAGD开发,尽可能在低压条件下进行SAGD生产。

符号注释: $B_3, \pi_3$ —无因次相似准数; $K$ —油层渗透率; $D; g$ —重力加速度,  $9.8 \text{ m/s}^2$ ;  $\alpha$ —岩石热扩散系

数,  $\text{m}^2/\text{s}$ ;  $\Delta S_o$ —可动油饱和度; $m$ —无因次黏温关系指数; $\nu_s$ —饱和蒸汽温度下原油的运动黏度,  $\text{m}^2/\text{s}$ ;  $\Psi$ —内热源强度,  $\text{J}/(\text{min} \cdot \text{cm}^2)$ ;  $t_D$ —无因次时间; $t$ —生产时间,  $a; h$ —油层厚度,  $\text{m}$ ;  $w$ —双水平井井对之间间距的一半,  $\text{m}$ ;  $q_s$ —蒸汽注入速率,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $\Delta p$ —注采压差,  $\text{MPa}$ ;  $\Delta \rho$ —水、油密度差,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $L$ —水平段长度,  $\text{m}$ ;  $\phi$ —孔隙度;  $\Phi$ —通过平壁的热流量,  $\text{J}/\text{min}$ ;  $T, T'$ —温度,  $^\circ\text{C}$ ;  $\delta$ —平壁厚度,  $\text{cm}$ ;  $A$ —截面积,  $\text{cm}^2$ ;  $\Delta t$ —时间间隔,  $\text{s}$ ;  $dl$ —截面的厚度(沿井筒方向),  $\text{cm}$ ;  $Q$ — $\Delta t$ 内通过平壁的热量,  $\text{J}$ ;  $Q_i$ — $\Delta t$ 内通过第*i*个网格的热量,  $\text{J}$ ;  $Q_{oi}$ — $\Delta t$ 内通过上覆岩层的热量,  $\text{J}$ ;  $\lambda$ —导热系数,  $\text{J}/(\text{cm} \cdot \text{min} \cdot ^\circ\text{C})$ ;  $\mu$ —原油黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $T_1$ —上覆岩层内侧(与油层接触的一侧)的温度,  $^\circ\text{C}$ ;  $T_2$ —上覆和下伏岩层外侧温度(油藏原始温度),  $^\circ\text{C}$ ;  $A_i$ —平壁第*i*个网格的传热截面积,  $\text{cm}^2$ ;  $\Phi_i$ —通过平壁第*i*个网格的热流量,  $\text{J}/\text{min}$ ;  $\Delta T$ —平壁两侧的温度差,  $^\circ\text{C}$ ;  $\Delta T_i$ —平壁第*i*个网格两侧的温度差,  $^\circ\text{C}$ ;  $\delta_1, \delta_2$ —模型中上覆和下伏岩层的厚度,  $\text{cm}$ ;  $T_{1,i}$ —上覆岩层内侧(与油层接触的一侧)第*i*个网格的温度,  $^\circ\text{C}$ ;  $T'_{1,i}$ —下伏岩层内侧(与油层接触的一侧)第*i*个网格的温度,  $^\circ\text{C}$ 。

## 参考文献

- [1] DONG Xiaohu, LIU Huiqing, HOU Jirui, 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.
- [2] 吴正彬, 庞占喜, 刘慧卿, 等. 稠油油藏高温凝胶改善蒸汽驱开发效果可视化实验[J]. 石油学报, 2015, 36(11): 1421-1426. WU Zhengbin, PANG Zhanxi, LIU Huiqing, et al. A visible experiment on adoption of high-temperature gel for improving the development effect of steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(11): 1421-1426.
- [3] 何聪鸽, 穆龙新, 许安著, 等. 稠油油藏蒸汽吞吐加热半径及产能预测新模型[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1564-1570. HE Congge, MU Longxin, XU Anzhu, et al. A new model of steam soaking heating radius and productivity prediction for heavy oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1564-1570.
- [4] BUTLER R M. Thermal recovery of oil and bitumen[M]. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1991: 285-357.
- [5] 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 Jin, FAN Yuxin, SANG Linxiang, et al. The theory and practice of steam assisted gravity drainage in shallow super heavy oil reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2014.
- [6] EDMUNDS N R, KOVALSKY J A, GITTINS S D, et al. Review of phase a steam-assisted gravity-drainage test[J]. SPE Reservoir Engineering, 1994, 9(2): 119-124.
- [7] AHERNE A L, MAINI B. Fluid movement in the SAGD process: a

- review of the dover project[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2008, 47(1): 31-37.
- [8] THIMM H F. Low pressure SAGD operations[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2005, 44(9): 58-61.
- [9] 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.
- [10] SHIN H, POLIKAR M. Optimizing the SAGD process in three major Canadian oil-sands areas[R]. SPE 95754, 2005.
- [11] NASR T N, GOLBECK H, KORPANY G, et al. SAGD operating strategies[R]. SPE 50411, 1998.
- [12] WEI Shaolei, CHENG Linsong, HUANG Wenjun, 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.
- [13] MOHAMMADZADEH O, REZAEI N, CHATZIS I. Production characteristics of the steam-assisted gravity drainage (SAGD) and solvent-aided SAGD (SA-SAGD) processes using a 2-D macroscale physical model[J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(7): 4346-4365.
- [14] AL-BAHLANI A M, BABADAGLI T. SAGD laboratory experimental and numerical simulation studies; a review of current status and future issues[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, 68(3/4): 135-150.
- [15] AL BAHLANI A M M, BABADAGLI T. A critical review of the status of SAGD; where are we and what is next [R]. SPE 113283, 2008.
- [16] MILLER K A, XIAO Y. Improving the performance of classic SAGD with offsetting vertical producers[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2008, 47(2): 22-27.
- [17] 张运军, 沈德煌, 高永荣, 等. 二氧化碳气体辅助 SAGD 物理模拟实验[J]. *石油学报*, 2014, 35(6): 1147-1152.  
ZHANG Yunjun, SHEN Dehuang, GAO Yongrong, et al. Physical simulation experiments on CO<sub>2</sub> injection technology during steam assisted gravity drainage process[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(6): 1147-1152.
- [18] 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.
- [19] 马德胜, 郭嘉, 管成, 等. 蒸汽辅助重力泄油改善汽腔发育均匀性物理模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(2): 188-193.  
MA Desheng, GUO Jia, ZAN Cheng, et al. Physical simulation of improving the uniformity of steam chamber growth in the steam assisted gravity drainage[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(2): 188-193.
- [20] 徐长贵, 王冰洁, 王飞龙, 等. 辽东湾坳陷新近系特稠油成藏模式与成藏过程-以旅大 5-2 北油田为例[J]. *石油学报*, 2016, 37(5): 599-609.  
XU Changgui, WANG Bingjie, WANG Feilong, et al. Neogene extra heavy oil accumulation model and process in Liaodong Bay depression; a case study of Lvda 5-2 N oilfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(5): 599-609.
- [21] 李萍, 刘志龙, 邹剑, 等. 渤海旅大 27-2 油田蒸汽吞吐先导试验注采工程[J]. *石油学报*, 2016, 37(2): 242-247.  
LI Ping, LIU Zhilong, ZOU Jian, et al. Injection and production project of pilot test on steam huff-puff in oilfield LD27-2, Bohai Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(2): 242-247.
- [22] 李秀峦, 刘昊, 罗健, 等. 非均质油藏双水平井 SAGD 三维物理模拟[J]. *石油学报*, 2014, 35(3): 536-542.  
LI Xiuluan, LIU Hao, LUO Jian, et al. 3D physical simulation on dual horizontal well SAGD in heterogeneous reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(3): 536-542.
- [23] 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 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.
- [24] 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 2016-09-21 改回日期 2017-02-08 编辑 王培玺)

版权所有