

文章编号: 0253-2697(2014)03-536-07 DOI:10.7623/syxb201403016

非均质油藏双水平井 SAGD 三维物理模拟

李秀峦¹ 刘昊² 罗健¹ 江航¹ 王红庄¹

(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. 东北石油大学提高石油采收率教育部重点实验室 黑龙江大庆 163318)

摘要:为了改善双水平井 SAGD 开发过程受储层非均质性影响的问题,利用自主研发的双水平井双管柱结构三维比例物理模型和已有的注蒸汽三维模拟实验系统,研究了油藏非均质性对 SAGD 蒸汽腔展布的影响规律。研究结果表明:当储层存在平面非均质性时,双水平井 SAGD 在开发过程中存在蒸汽腔发育不均匀、水平段油藏动用程度较差等现象,影响了 SAGD 的开采效果;水平井采用双管柱结构可提高水平段油藏动用程度;合理的注采参数、有效的操作压力、较高的蒸汽干度以及稳定的生产井井底饱和温度与实际温度的差值控制均可有效改善开发效果。根据物理模拟实验的结果总结了双水平井 SAGD 生产各阶段的注采调控方法,将其应用于油田现场取得了较好的开发效果。

关键词:蒸汽辅助重力泄油;非均质油藏;双水平井;物理模拟;蒸汽腔

中图分类号:TE345

文献标识码:A

3D physical simulation on dual horizontal well SAGD in heterogeneous reservoir

Li Xiuluan¹ Liu Hao² Luo Jian¹ Jiang Hang¹ Wang Hongzhuang¹

(1. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. Ministry of Education Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China)

Abstract: The development process of dual horizontal well steam assisted gravity drainage (SAGD) is affected obviously by reservoir heterogeneity. The experiment of this paper is designed taking advantage of 3D physical simulation experimental system of SAGD available and independent research and development 3D heterogeneous physical model, along with dual horizontal well configuration of both injection and production. Influence of heterogeneity in the reservoir on expansion of SAGD steam chamber is summarized in this paper. The results show that the areal heterogeneity of reservoir causes fluctuation of SAGD steam chamber and poor development along horizontal section of the reservoir as a result of unsatisfactory effect on SAGD performance. The design of dual-well configuration contributes to the development along horizontal section of the reservoir. Reasonable optimizations of parameters in injector and producer, effective operating pressure, higher steam quality as well as stable sub-cool control can effectively improve the uniform of steam chamber and development of SAGD performance. Summary of steam distribution in any injection and production period of dual horizontal well SAGD is done through the physical experiment. Satisfactory application is achieved in the field test.

Key words: steam assisted gravity drainage(SAGD); heterogeneous reservoir; dual horizontal well; physical simulation; steam chamber

蒸汽辅助重力泄油技术(SAGD)是超稠油开发的一项有效技术^[1],主要原理是以蒸汽为热源,依靠重力作为驱动原油的主要动力,具有见效快、采收率高、累积油汽比高等优点^[2,3]。SAGD 开采的关键因素是保证蒸汽腔均匀、良好发育,但储层非均质性影响了水平井段油藏的均匀动用程度。目前,双水平井 SAGD 技术已在中国西部某油田开展了先导试验。该油藏平均埋深为 190 m,平均地面海拔为 340 m。50 °C 时平均原油黏度为 $(1\sim 5)\times 10^4$ mPa·s,20 °C 时平均原油密度为

0.97 g/cm³,属于典型浅层超稠油油藏。受储层非均质性等因素影响,该试验区实施调整前,井组产量偏低、含水率偏高。针对这一问题,笔者采用物理模拟方法,根据油藏地质条件的统计结果,通过模拟水平井长度方向的平面渗透率分布,建立三维非均质物理模型,并采用自主设计的双油管注采井,开展了室内物理模拟实验,研究平面非均质性对 SAGD 蒸汽腔发育的影响并对其开发特征进行了分析。该实验通过结合注采双油管管柱结构,并利用调整注采参数、控制操作压力、

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05012)资助。

第一作者:李秀峦,女,1967年10月生,1990年毕业于西南石油学院,2006年获中国石油勘探开发研究院博士学位,现为中国石油勘探开发研究院热力采油研究所高级工程师,主要从事热力采油提高采收率理论与技术研究。Email:lixl@petrochina.com.cn

通信作者:刘昊,男,1988年8月生,2011年获东北石油大学学士学位,现为东北石油大学油气田开发工程专业硕士研究生,主要从事热力采油提高采收率理论与技术研究。Email:gxmlxj@163.com

提高蒸汽干度等方法研究了蒸汽腔均匀调控的有效措施,从而改善了油藏开发效果,提高了采收率^[4,5]。

1 实验设计

1.1 相似比例模化

相似比例模化是通过相似准则将现场尺度油藏原型转化成实验室尺度油藏模型的过程。相似准则是指两个相似现象的无量纲形式的方程组和单值条件相同,并且具有相同的无量纲形式解。SAGD 模型实验的相似原理主要包括几何相似、物理相似和时间相似等^[6],根据这些相似准则可以确定重力泄油室内物理模拟的模型参数和操作参数。

(1) 几何相似

$$(\omega/L)_m = (\omega/L)_f \quad (1)$$

$$(\omega/h)_m = (\omega/h)_f \quad (2)$$

式中: ω 为水平井与水平井的距离, m; L 为水平段的长度, m; h 为油层厚度, m; 下标 m 为实验模型, 下标 f 为油田原型。

(2) 物理相似

$$B_3 = \sqrt{\frac{Kgh}{\alpha\phi\Delta S_o m v_s}} \quad (3)$$

$$\frac{K_m}{K_f} = \frac{\left(\frac{h}{\alpha\phi\Delta S_o m v_s}\right)_f}{\left(\frac{h}{\alpha\phi\Delta S_o m v_s}\right)_m} \quad (4)$$

$$W = \pi d \int_0^{h_t} (\rho_w \mu_w C_w \Delta T) \frac{dh}{\cos\varphi} \quad (5)$$

式中: B_3 为无因次相似数; K 为渗透率, D; g 为重力加速度, 9.8 m/s^2 ; α 为岩石热扩散系数, m^2/s ; ϕ 为孔隙度; ΔS_o 为可动油饱和度, %; m 为无因次黏-温相关指数; v_s 为饱和蒸汽温度下油的运动黏度, m^2/s ; W 为注蒸汽质量流率, kg/s ; d 为管径, m; h_t 为 t 时间汽腔高度, m; ρ_w 为水相密度, kg/m^3 ; μ_w 为水相黏度, m^2/s ; C_w 为水相质量比热, $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$; ΔT 为温度差, $^{\circ}\text{C}$; φ 为油藏倾角, $(^{\circ})$ 。

(3) 时间相似

$$F_o = \frac{\alpha t}{h^2} \quad (6)$$

$$\frac{t_m}{t_f} = \frac{\left(\frac{\alpha}{h^2}\right)_f}{\left(\frac{\alpha}{h^2}\right)_m} \quad (7)$$

式中: F_o 为傅里叶数, 无因次; t_m 为实验时间, min; t_f 为现场时间, d。

借鉴 BP 准则^[7]的简化条件,将上述各项相似无

量纲化:采用和油藏原型相同的流体体系,流体的密度、饱和度、黏度、相对渗透率比值自动简化;采用和油藏原型相同的温度、压力和注汽参数,温度比值项、焓比值项、内能比值项、流体分压比值项、注汽干度相关项舍去;忽略毛管力的模化^[8,9]。根据上述相似原理建立高温高压双水平井三维比例物理模型,模型与原型的相似比为 1 : 200(表 1)。室内实验时间 13.14 min 等同于现场时间 1 a。实验使用玻璃微珠填装模型,实验用油为现场原油(受实验室及模型条件约束,一些参数不能完全按比例模化)。

表 1 模型特征参数及注采参数模化

Table 1 Modeling of characteristic and injecting & producing parameters

模化参数	比例因子 (原型/模型)	原型	模型
油藏厚度	200	32 m	160 mm
油藏宽度	200	50 m/ 100 m	250 mm/ 500 mm
水平井长	200	160 m/ 400 m	810 mm
注采井距	200	5 m	50 mm
生产井距油藏底部距离	200	2 m	10 mm
孔隙度	1	0.32	0.35
渗透率/D	1/200	1/2/5	140/440/880
地面脱气原油黏度 (0.1 MPa, 50 $^{\circ}\text{C}$)/(mPa·s)	1	2.5~4.0	3.1~3.3
含油饱和度	1	0.75	0.88
注汽速率	200	58 t/d	200 mL/min
注汽温度/ $^{\circ}\text{C}$	1	217.3	217.3
注汽压力/MPa	1	2~2.2	2.2
时间	200 ²	1 a 1 d	13.14 min 0.036 min

1.2 实验系统

实验系统为中国石油勘探开发研究院自主研制的高温高压三维比例物理模拟实验系统^[10],主要包括模型系统、注入系统、采出系统、数据采集与处理系统以及辅助系统等。注入系统包括两套高压恒速恒压泵和蒸汽发生器,可实现双路非等流量蒸汽同时注入的功能。为防止发生汽窜,高压舱围压与模型内压之差小于 100 kPa 为宜。数据采集系统由数据采集器、工控机等组成,可实现对模型和高压舱内各设定点温度信号、压力信号以及开关量信号的监测和控制。

1.3 实验模型和注采井

实验模型采用长方形比例模型(图 1),内尺寸为 810 mm × 260 mm × 160 mm(长 × 宽 × 高),模型内部总体积为 33.6 L,孔隙体积为 11.8 L。模型内设置 252 个温度测点(高度方向 4 层、每层 60 个,注采水平井间 12 个),压力测点为 16 个(模型内部 8 个,注采井 8 个),模型饱和油井包括 8 个四角饱和油井、3 个中心饱和油井以及 3 个底部泄流井(图 2)。

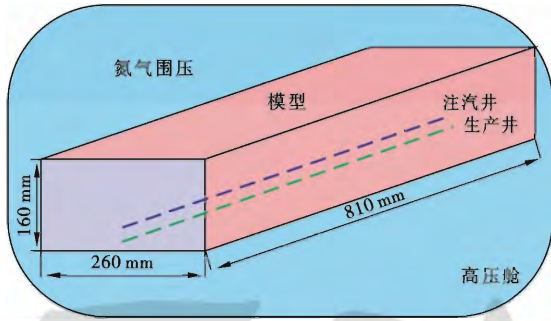


图1 模型本体及高压舱
Fig. 1 Model and high pressure cabin

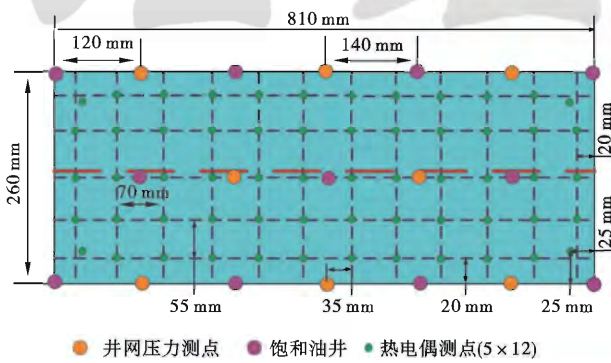


图2 温度、压力测点及饱和油井(俯视图)

Fig. 2 Temperature, pressure and oil saturation well(top view)

现场试验广泛采用双油管管柱结构注采井(图3)。其中,注采井长油管延伸至脚尖(B点),注采井短油管位于脚跟(A点)。循环预热过程中,高温蒸汽由长管注入井筒内,通过热传导方式加热油藏并使井间热连通,回流的冷凝液从短管采出;SAGD生产过程中,通过长、短油管注汽量配比和外层筛管作用实现均匀配汽。实验注采水平井均采用内径为4 mm、外径为5 mm的不锈钢管制成,井外包裹200目纱网用于防砂,参照现场使用的双油管结构水平井,综合相似准则方法和现有加工水平、实验可行性等因素,确定了实验室用双油管水平井的结构和尺寸,水平井筛管割缝情况依据现场筛管割缝面积进行设计^[11,12]。

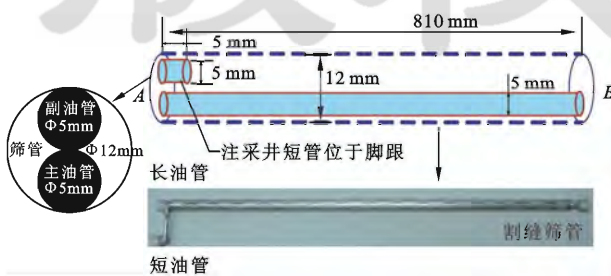


图3 注采井双油管管柱结构

Fig. 3 Dual-well tubing configuration of injection and production well

2 实验流程与实验条件

2.1 模型装填

模型采用湿法填砂,即将地层水、模型砂按比例分层填入模型并压实。将模型沿水平井长度方向分成3个区域,分别填入直径为0.5~0.6 mm、0.71~0.85 mm以及1.1~1.4 mm的石英砂。填装后3个区域沿水平井长度方向的渗透率分别为160 D、436 D和880 D,对应实际油藏模型渗透率的分布为1 D、2 D和5 D,渗透率之比近似为1:2:5,模拟现场水平井长度方向平面非均质的分布情况(图4)。

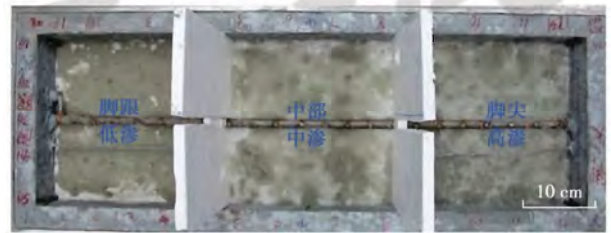


图4 模型填砂方案

Fig. 4 Model packing project

2.2 饱和原油

模型饱和油时先将模型温度升至90 ℃,将高温原油从中心饱和油井注入,分别从四周饱和油井以及底部泄流井采出,直至每口井均匀、连续产油;将模型和高压舱同时升压至2.5 MPa,重复上述饱和油过程。饱和油过程结束后模型内冷却至原始油藏温度,然后开始实验。

2.3 驱替实验

整个SAGD生产持续105.12 min,对应现场时间为8 a。生产开始前先疏通注、采井筒并对井间周围油藏进行预热^[13,14]。由注汽井和生产井同时且独立进行循环预热,预热时间为3~7 min(现场为3~6个月),预热阶段结束的标志是注采井间温度升至原油黏-温曲线拐点温度以上且采出液连续含油。预热阶段时间不宜过长,应及时过渡至SAGD生产阶段。

实验过程中,实时监测温度、压力的变化,观察非均质性对SAGD蒸汽腔发育的影响,并通过调整注、采方式改善蒸汽腔发育的均匀程度。实验过程要保证蒸汽干度大于0.95,并控制Sub-cool(生产井井底饱和温度与实际温度的差值)。由于实验采用现场超稠油,其在室温下呈固态、密度与水极为接近、不易分离计量,故实验时计量油水总量,待实验结束后对收集的产出液进行油水分离,以计量出油、水的瞬时产量^[15,16]。

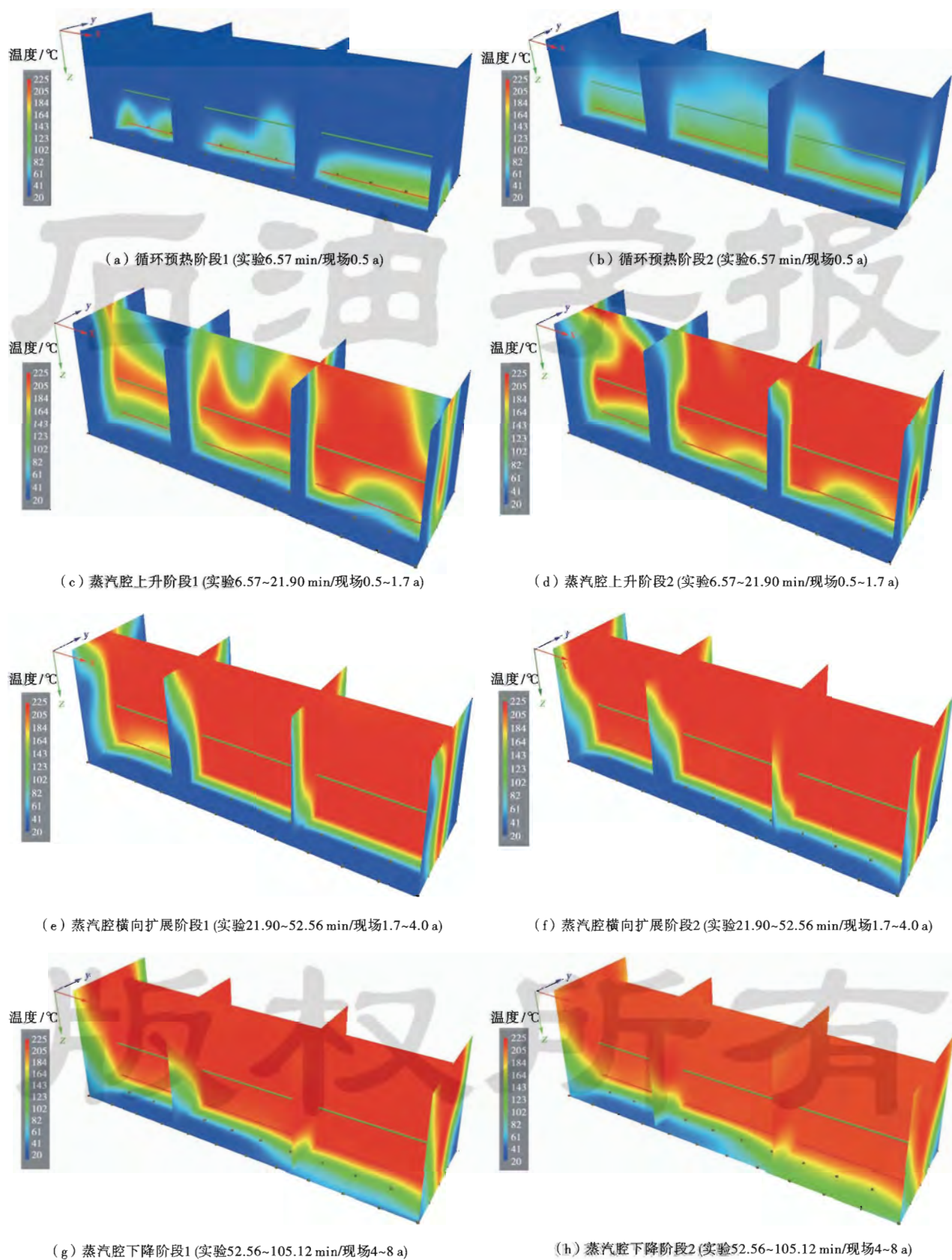


图 5 SAGD 生产阶段三维温度场(脚跟—脚尖)

Fig. 5 3D temperature field of SAGD production phase(heel-to-toe)

3 实验结果分析

3.1 平面非均质 SAGD 蒸汽腔展布规律

SAGD 开采可划分为循环预热、蒸汽腔上升、蒸汽腔横向扩展以及蒸汽腔下降 4 个阶段,而后 3 个阶段又称为 SAGD 生产阶段。通过每个阶段的模型温度场的三维截图可反映蒸汽腔的发育情况(图 5)。

(1) 循环预热阶段[图 5(a)、图 5(b)],注汽量从低到高逐渐增加,注汽井、生产井长管单井最高注汽量为 80 mL/min;注汽井、生产井短管采液分别约为 80 mL/min。高温低黏区只存在于注、采井间及井筒周围,受非均质性影响,预热开始阶段蒸汽腔沿水平井方向发育程度均匀性较差,通过注采双管柱综合预热可以明显改善预热效果,油田现场下入隔热套管后,热利用率更高、循环预热效果明显改善,大大缩短了预热时间、节约成本^[17,18]。

(2) 蒸汽腔上升阶段[图 5(c)、图 5(d)],注汽井长管注汽增加至 100 mL/min,短管保持关闭;生产井长管保持关闭,短管采液为 130~140 mL/min。开采初期蒸汽腔供液能力有限,采用弱注弱采的开采模式,并及时控制操作压力的波动幅度,随后逐渐提高操作压力,增加注汽量和采液量以建立新的动态平衡。增加注汽量、提高操作压力可保证油藏顶部较高的蒸汽温度,激发汽指的形成,有利于水平井段均匀加热以及蒸汽腔的垂向发育。平面非均质蒸汽腔整体上升势头明显。

(3) 蒸汽腔横向扩展阶段[图 5(e)、图 5(f)],注汽井长管注汽 100 mL/min,打开注汽短管并加大注气量至 200 mL/min;生产井长管保持关闭,短管采液为 360~390 mL/min。蒸汽腔已到达油藏顶部并横向扩展,此时注、采量达到最大并保持平衡。随着生产时间的增加,原油黏度逐渐升高,应保证较高的操作压力以维持原油流动性。为了提高脚跟低渗区油藏的动用程度,实验中加大了注汽井短管注汽量,同时增加采液量以保持蒸汽腔的持续发育,采注比可达 1.3~1.4,并控制 Sub-cool 在 10~15℃。截至该阶段结束,蒸汽腔在油藏顶部区域横向扩展充分,基本覆盖油藏全宽度范围。

(4) 蒸汽腔下降阶段[图 5(g)、图 5(h)],关闭注汽井长管,短管注气量减少至 160 mL/min;生产井长管保持关闭,短管采液约为 190 mL/min。该阶段已进入开采后期,油藏中上部已被蒸汽覆盖。随着大量原油被采出,重力泄油能力明显减弱,实验过程中关闭注汽井长管并逐渐降低注汽量,蒸汽腔缓慢下降,生产井采油量大幅下降。当生产井中产气时终止实验,此时注、采井上方蒸汽腔驱扫面积达 95.5%。

3.2 生产动态分析

实验结果表明,通过注采调控可以改善 SAGD 蒸汽腔的发育状况,而蒸汽腔发育又直接影响 SAGD 的生产动态(图 6)。故将 SAGD 生产动态分为产量上升、持续稳产以及产量下降 3 个阶段。

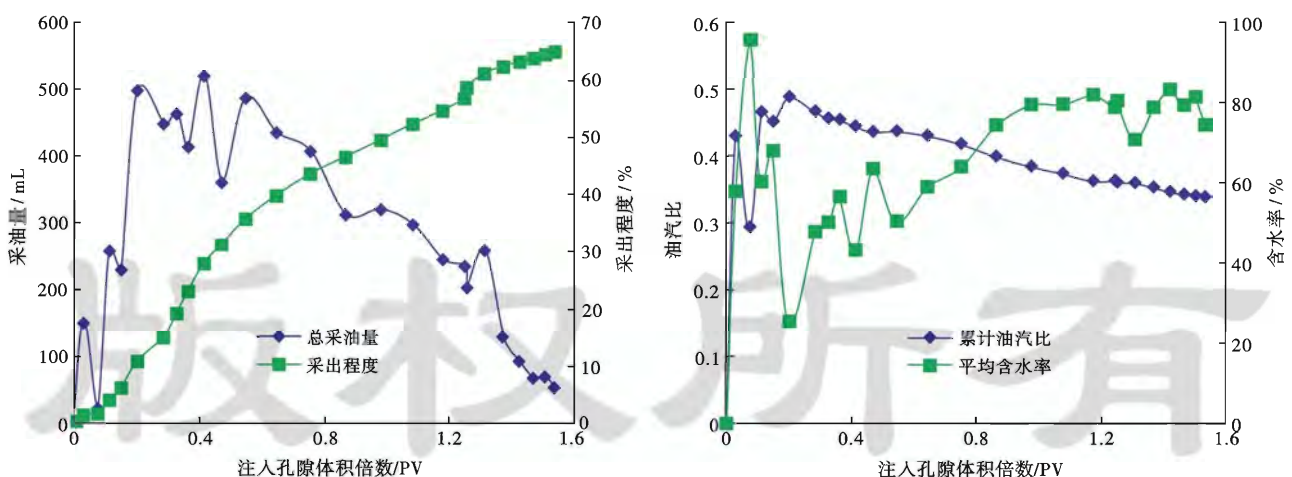


图 6 生产动态特征曲线

Fig. 6 Characteristic curves of production performance

(1) 产量上升阶段,与蒸汽腔上升阶段相对应。起初蒸汽腔较小,注、采量以及操作压力较低,与蒸汽发生热交换的原油量较少,而冷凝液含量较多;之后逐步提高注、采程度及操作压力,高压操作使得蒸汽超覆作用明显,蒸汽腔迅速发育并上升至油藏顶部。由生

产动态曲线可以看出[图 6(a)],该阶段产油量呈阶梯状上升,在注入量为 0.2 PV 时,采油量提高至 500 mL 水平,整个过程中采出液的含水率先升高后下降,阶段平均油汽比均约为 0.4,阶段采收率为 10.8%。

(2) 持续稳产阶段,与蒸汽腔横向扩展阶段相对

应。通过调整长、短油管的配汽方式,并控制采液速度可以保证蒸汽腔的发育程度并充分发挥重力泄油作用。从生产动态曲线来看,该阶段蒸汽注入量为 0.55 PV,采油量保持相对平稳,阶段平均油气比为 0.46,阶段含水率为 53%,阶段采收率为 31.3%。

(3) 产量下降阶段,与蒸汽腔下降阶段相对应。随着蒸汽腔的不断下降,重力泄油能力不断减弱,日产油量迅速递减,由 400 mL/min 下降至 100 mL/min 以下。该阶段注汽量为 0.78 PV,阶段含水率约为 80%,阶段油气比为 0.36,阶段采收率为 21.2% [图 6(b)]。

最终实验结束时,蒸汽总注入量为 1.53 PV, SAGD 生产最终采收率达到 63.3%,平均累积油气比为 0.38。可以看出,产量上升、稳定、下降阶段的采收

率分别占总采收率的 17.1%、49.4%、33.5%,且 50% 的油量是在稳产阶段产出的。因此实验证明,双管柱结构组合式配汽对非均质油藏 SAGD 调控效果较为明显。

4 现场应用效果评价

目前,试验区已转入 SAGD 生产阶段^[19],其中 AJ 井组注采井调整为双管柱结构,并转入泵抽方式开采,同时按设计要求配汽,井口蒸汽干度为 0.79。实施调整后,AJ 井组 SAGD 汽腔扩展能力大幅提高,重力泄油能力显著增强。从产量曲线可以看出(图 7),平均产油量由 20 t/d 增至 53 t/d,阶段油气比增加 0.62,含水率降低 32.8%,并逐渐趋于稳定,现场应用取得了较好效果。

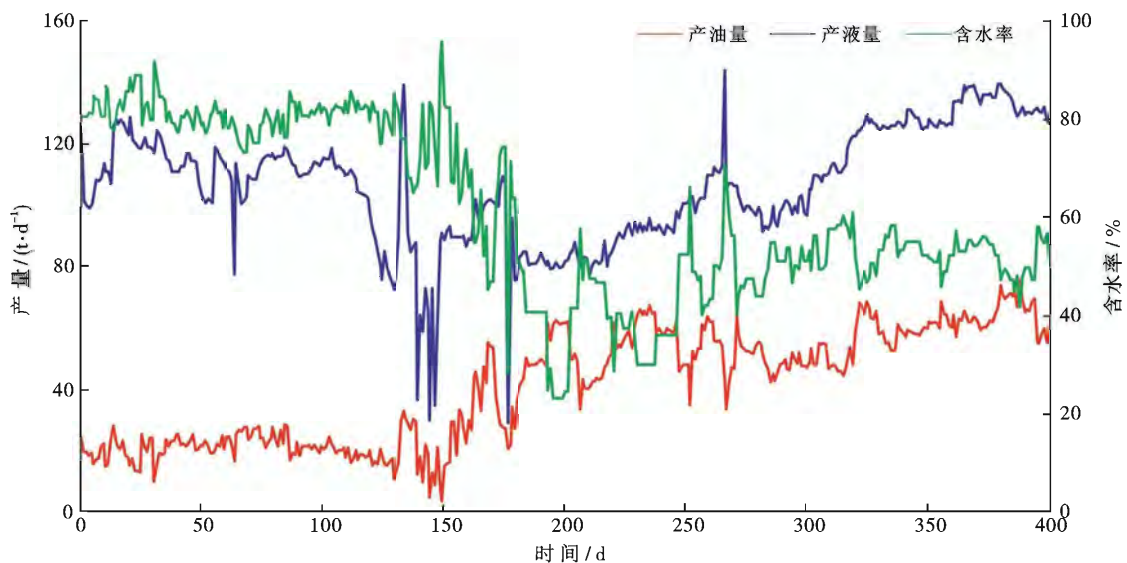


图 7 AJ 井组调整前后生产动态曲线

Fig. 7 Production performance curves before and after adjustment of AJ well group

5 结论

(1) 根据相似比例理论开展了非均质油藏双水平井 SAGD 三维物理模拟室内实验,准确还原了非均质油藏 SAGD 的开采过程,描述了非均质性对生产各阶段蒸汽腔发育效果及生产动态的影响。根据实验结果,总结了一套双油管管柱结构蒸汽腔均匀发育的注、采调控方法。

(2) 实验结果表明,采用双油管组合配汽方式、合理的注采比、较高的蒸汽干度以及较好的 Sub-cool 控制均有助于蒸汽腔均匀发育。截至实验结束,注、采井上方蒸汽腔波及程度可达 95.5%,最终采出程度达到 63.3%,总累计油气比为 0.38。

(3) 实验优化结果在现场应用效果较好,目标区

块 AJ 井组蒸汽腔发育比较充分、均匀,平均产油量由 20 t/d 提高到 50 t/d,平均含水率大幅降低。

参考文献

- [1] 张方礼,刘其成,刘宝良,等.稠油开发实验技术与应用[M].北京:石油工业出版社,2007.
Zhang Fangli, Liu Qicheng, Liu Baoliang, et al. Experimental technology and application of heavy oil development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [2] 洪 K C. 蒸汽驱油藏管理[M].北京:石油工业出版社,1996.
Hong K C. Steamflood reservoir management thermal enhanced oil recovery [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996.
- [3] Gao Yongrong, Liu Shangqi, Zhang Yiang. Implementing steam assisted gravity drainage through combination of vertical and horizontal wells in a super-heavy crude reservoir with top-water

- [R]. SPE 77798, 2002.
- [4] 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 N₂ injection technology during steam assisted gravity drainage process[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(5): 717-721.
- [5] 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 incondensable gas push for extra heavy oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 602-606.
- [6] 田利. 注 38 块转换开发方式三维比例模拟技术研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2006.
Tian Li. The investigation of transforming development regime for Wa-38 block by three dimensional physically scaled simulation[D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2006.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] Butler R M. Thermal recovery of oil and bitumen[M]. Eaglewood cliffs: Prentice Hall, 1991.
- [10] 管成, 马德胜, 王红庄, 等. 高温高压注蒸汽采油三维比例物理模拟新技术[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 738-743.
Zan Cheng, Ma Desheng, Wang Hongzhuang, et al. A new technology of 3D scaled physical simulation for high-pressure and high-temperature steam injection recovery[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(6): 738-743.
- [11] 吴永彬, 李秀峦, 孙新革, 等. 双水平井蒸汽辅助重力泄油注汽井筒关键参数预测模型[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 481-488.
Wu Yongbin, Li Xiuluan, Sun Xingge, et al. Key parameters forecast model of injector wellbores during the dual-well SAGD process[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 481-488.
- [12] Nasr T N, Pierce G E. Steam flooding cold lake oil reservoir through a bottomwater zone: a scaled physical model study[R]. SPE 21772, 1993.
- [13] Chung K H, Butler R M. A theoretical and experimental study of steam assisted gravity drainage process[C]// Meyers R F, Wiggins E J. Proceedings of the 4th UITTAR\UNDP International Conference on Heavy Crude and Tar Sands. Edmonton, Alberta, Canada: UITTAR, 1989: 191-210.
- [14] 唐明云, 施安峰, 王晓宏, 等. 轻质组分挥发对蒸汽热采稠油影响的数值模拟[J]. 石油学报, 2012, 33(11): 1043-1048.
Tang Mingyun, Shi Anfeng, Wang Xiaohong, et al. Numerical simulation of the effect of light component volatility on heavy-oil production by steam injection[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(11): 1043-1048.
- [15] 关文龙, 田利, 郑南方. 水平裂缝蒸汽辅助重力泄油物理模拟试验研究[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2003, 27(3): 50-56.
Guan Wenlong, Tian Li, Zheng N F. Simulation experiment on horizontal fracture steam assisted gravity drainage[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2003, 27(3): 50-56.
- [16] 关文龙, 吴淑红, 蒋有伟, 等. 高含水油藏转注蒸汽三维物理模拟研究[J]. 石油学报, 2009, 30(5): 404-408.
Guan Wenlong, Wu Shuhong, Jiang Youwei, et al. 3D physical model of steam injection in high water-cut reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(5): 404-408.
- [17] 霍进, 桑林翔, 杨果, 等. 蒸汽辅助重力泄油循环预热阶段优化控制技术[J]. 新疆石油地质, 2013, 34(4): 455-457.
Huo Jin, Sang Linxiang, Yang Guo, et al. Optimization and control techniques for circulating preheating stage by steam assisted gravity drainage (SAGD) process[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(4): 455-457.
- [18] Coats K H, George W D, Chu C, et al. Three-dimensional simulation of steam-flooding[R]. SPE 4500, 1973.
- [19] 霍进, 桑林翔, 杨果, 等. 双水平井蒸汽辅助重力泄油汽腔上升阶段的注采调控[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(6): 694-696.
Huo Jin, Sang Linxiang, Yang Guo, et al. Injection-production regulation and control for dual horizontal wells in steam chamber rising stage by steam assisted gravity drainage (SAGD) process[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(6): 694-696.

(收稿日期 2013-10-27 改回日期 2014-01-22 编辑 王培玺)