

文章编号:1673-5005(2017)02-0100-08

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2017.02.012

油页岩注蒸汽原位开采数值模拟

雷光伦, 李 姿, 姚传进, 郑 洋, 王 娜, 王志惠

(中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要:注高温蒸汽是一种有效的油页岩原位加热开采方法。参考美国绿河地区某油页岩原位电加热开采项目,采用 CMG 油藏数值模拟软件建立油页岩原位加热开采的数值模型,将其中的电加热井改为注高温蒸汽井,求解油页岩的温度场、干酪根浓度和产油量,对比电加热和蒸汽加热的优缺点,并讨论注入蒸汽速率和加热范围这两个主要因素对油页岩原位开采的影响。结果表明:与电加热相比,注蒸汽加热时油页岩层温度更高,干酪根分解更快,页岩油产量峰值到达时间更早;随注入速率增大、加热范围减小,干酪根热解反应加快,页岩油产出结束较早。

关键词:油页岩; 注蒸汽; 数值模拟; 温度场; 页岩油产量

中图分类号:TE 312 **文献标志码:**A

引用格式:雷光伦,李姿,姚传进,等. 油页岩注蒸汽原位开采数值模拟 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(2):100-107.

LEI Guanglun, LI Zi, YAO Chuanjin, et al. Numerical simulation on in-situ upgrading of oil shale via steam injection [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(2): 100-107.

Numerical simulation on in-situ upgrading of oil shale via steam injection

LEI Guanglun, LI Zi, YAO Chuanjin, ZHENG Yang, WANG Nan, WANG Zhihui

(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: Injection of steam with high temperature is an effective method for in-situ upgrading of oil shale. A numerical simulation model for oil shale exploitation via thermal methods was established using CMG software referring to the oil shale development project via electrical heating in Green River (USA), in which the electrical heating wells were replaced by steam injection wells, and the temperature distribution, kerogen concentration and pyrolysis oil production have been calculated and analyzed. The effects of two main factors, injection rate and heating range, on oil production were discussed. The simulation results show that, in the steam injection process, the temperature of oil shale layers can be higher than that of the electrical heating process, which can induce faster decomposition of kerogen, and the peak time of oil production also can appear earlier. With the increasing of injection rate and decreasing of heating range, the reaction rate of kerogen pyrolysis will become faster and shale oil production will terminate earlier.

Keywords: oil shale; steam injection; numerical simulation; temperature distribution; shale oil production

油页岩是一种高灰分的固体可燃沉积岩,具有无机矿物的骨架,并含干酪根和少量沥青质等固体有机质。当加热至 300 ~ 600 °C 时,干酪根分解产生页岩油,页岩油加工后可制取油品,一般含油率大于 3.5%,发热量大于等于 4.18×10^6 J/kg,属于非常规油气资源^[1]。据美国地质调查所估计,全世界油页岩储

量折算成页岩油约为 $(2.8 \sim 3.0) \times 10^{12}$ 桶^[2], 大约是全球常规原油储量的 2.5 倍^[3]。目前使用较为广泛的油页岩开采技术是地面干馏技术,但这种技术在生产中会产生高污染气体、高酸性废水和大量弃渣。为避免这些缺点,荷兰、美国的几家石油大公司从 20 世纪 80 年代就投入大量人力物力用于油页岩地下干馏

收稿日期:2016-11-10

基金项目:国家自然科学基金项目(51604291); 山东省自然科学基金项目(ZR2016EEB05); 中国博士后科学基金项目(2016T90660)

作者简介:雷光伦(1963-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为油气渗流理论与微生物采油。E-mail: leiglun@163.com。

通讯作者:姚传进(1986-),男,讲师,博士,研究方向为油气渗流机理与提高采收率。E-mail: ycj860714@163.com。

技术(或称原位开采技术)的研究^[4]。原位注高温蒸汽就是地下干馏技术的一种,其原理是:在油页岩层中钻入注气井,注入高温热蒸汽,采用蒸汽驱的方式使高温热蒸汽在油层中对流加热油页岩。油页岩加热到一定温度后,其中的干酪根分解生成页岩油和少量气体,最后利用常规采油井将油气采出至地面^[5]。与其他方法相比,该方法具有安全环保、加热效率高、经济效益好等优点,且无须破坏油页岩储层。美国油页岩公司^[6]建议采用传导、对流和回流(CCR)工艺开采油页岩,水平加热井在水平生产井下面,热量通过一个井下燃烧器供给,燃烧器利用产出气运转,但该项目最终并未实施。赵阳升等^[7]利用高温气体对流加热油页岩开采油气,通过在地面布置群井,采用压裂方式使群井连通,然后间隔轮换注热井与生产井,其数值模拟仅实现了温度场的变化;Fan等^[8]采用斯坦福大学研发的GPRS软件模拟电加热油页岩过程,但该模型将油页岩渗透率设置为 $0.3\text{ }\mu\text{m}^2$,与通常的油页岩低渗特征差别较大;Shen^[9]采用CMG软件模拟了壳牌石油公司在科罗拉多地区的油页岩原位电加热(ICP)现场实验过程,模拟中心1口生产井周围6口加热井的生产过程,最终较为准确地拟合出1 a内的电加热油页岩生产数据。目前,利用高温蒸汽原位加热开采油页岩以及其数值模拟都是崭新的课题。由于国内外对注蒸汽原位开采油页岩的研究还处于初始阶段,笔者对直井原位加热方法做初步探索。首先,参考壳牌公司在美国绿河地区的南桃花木原位电加热示范项目(South Mahogany Demonstration Project)^[10],采用CMG油藏数值模拟软件建立油页岩原位加热开采数值模型,将其中的电加热井改为注蒸汽加热井,并考虑干酪根在受热后的分解反应;然后,求解温度场、干酪根浓度变化和产油量结果,对比电加热和蒸汽加热的优缺点;最后,讨论注入蒸汽速率、加热范围对直井注蒸汽原位开采效果的影响。

1 数值模型的建立

油页岩注蒸汽原位开采是一个复杂的物理化学过程,其中涉及水蒸气及其冷凝水的渗流、热量的传递、固体介质变形、干酪根的高温热解、油气的产出和运移等。在开采过程中,高温蒸汽直接把热能输送到岩层,油页岩受热裂解并产生大量不规则的孔隙、裂缝,为裂解产生的油、气及水蒸气提供有效的渗流通道。

数值模型假设:①初始条件下,油页岩中可受热分解的干酪根完全充填于孔隙和裂缝中;②岩层达

到热解温度后干酪根立即开始分解反应;③流体在油页岩层中的渗流为线性渗流,符合达西定律;④油页岩和流体连续、均质,岩石和流体微可压缩,且不考虑油页岩层的水化膨胀。

2003年,荷兰壳牌公司在美国绿河地区开展南桃花木示范项目,进一步扩大原来油页岩原位电加热的范围。为完成该项目,壳牌公司在埋深85.34 m、层厚34.44 m的油页岩地层中通过注入氨水溶液人工制造冷冻墙,在地下形成直径达14.33 m的圆柱形空间。在圆柱形空间内共钻入16口加热井和2口生产井,其分布如图1所示。其中,最外层电加热井呈水平六边形排列,井距5.94 m;第二层电加热井呈垂直六边形排列,井距4.27 m;最内层电加热井呈菱形排列,井距3.05 m;两口生产井在最内层电加热井网中水平排列,井距1.52 m。一切准备好后,电加热井开始向地层供热,加热500 d后,现场实际共采出原油264.92 t。

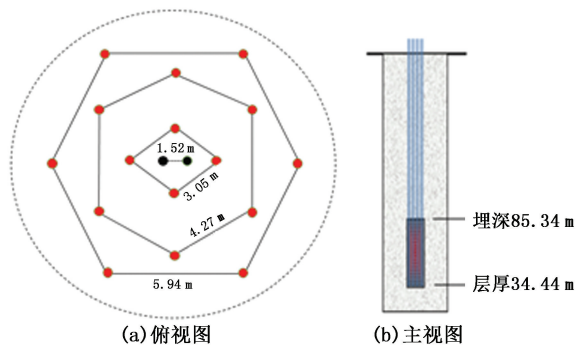


图1 南桃花木示范项目的俯视图和主视图

Fig. 1 Top view and main view of South Mahogany demonstration project

以南桃花木示范项目为依据,将其中的电加热井换成注高温蒸汽加热井,采用CMG油藏数值模拟软件的STARS模块模拟该项目。将原位注蒸汽加热模型的模拟结果与原位电加热模型相对比,一方面证明原位注蒸汽加热油页岩模型的可靠性,另一方面反映原位注蒸汽加热和原位电加热的优缺点。

为模拟该项目,建立直井注蒸汽原位开采油页岩数值模型。注高温蒸汽使油页岩达到热解温度($300\sim 350\text{ }^{\circ}\text{C}$)后,干酪根分解产生大量裂缝和孔隙,因此采用双重孔隙渗流地质模型。基岩系统代表油页岩中的无机矿物骨架等部分,其孔隙度、渗透率较小^[11];裂缝系统代表油页岩热解反应后形成的裂缝和大孔道,其孔隙度、渗透率较大。热解反应生成的页岩油既在裂缝系统中渗流也在基岩系统中渗流^[12],但裂缝系统的渗流能力强,而基岩系统的渗流

能力弱。

由于在原电加热模型中加热 500 d 后只动用了最外层六边形电加热井内的油页岩范围,所以本次模型为如图 2 所示的形状^[13]。建立 25×25×5 的笛卡尔网格,*I* 方向网格尺寸 Δ*X*=0.476 m,*J* 方向网格尺寸 Δ*Y*=0.733 m,将图 2 中蓝色区域的网格设置为有效网格,使之成为六边形。模型的有效网格尺寸与南桃花木示范项目中的电加热井范围相同,加热面积约 91.78 m²,加热体积约 315 8.82 m³。油页岩产层中基质岩石系统的层厚为 34.44 m,孔隙度为 0.05,渗透率为 0.015 μm²,裂缝系统的孔隙度为 0.15,渗透率为 2.0 μm²,初始温度为 21 ℃,初始压力为 1 897 kPa,初始干酪根浓度为 1 210.64 mol/m³,岩石体积热容量为 1.676 65×10⁶ J/(m³·℃),岩石热传导系数为 93 459.7 J/(m·d·℃),注入蒸汽温度为 600 ℃。

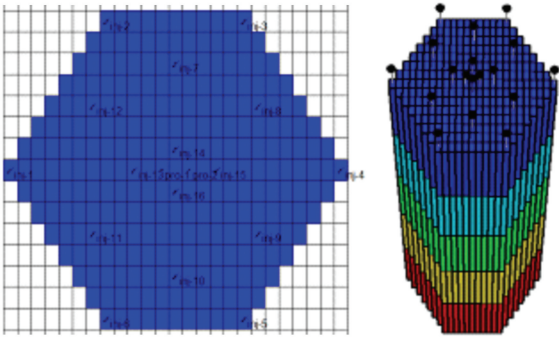


图 2 直井注蒸汽原位加热油页岩模型
Fig. 2 Heating model of oil shale in-situ upgrading by vertical well steam injection

干酪根受热分解过程和化学反应动力学数据主要参考 Wellington^[14] 以及 Braun 等^[15] 公布的油页岩分解试验数据。Braun 和 Burnham 列举出 16 类干酪根分解反应组分,并根据组分相似性和反应产物比例,将反应组分合并为 7 类,依次为 H₂O(水)、Kerogen(干酪根)、IC₃₇(重油组分)、IC₁₃(轻油组分)、IC₂(烃类气体)、Prechar(焦炭等固体残渣)和 CO₂(二氧化碳)。其中,将 CH₄ 和 CH_x(石油气)合并为 IC₂,oil-1 到 oil-6 的油组分合并为 IC₁₃,oil-7 到 oil-11 的油组分合并为 IC₃₇。

干酪根分解反应过程采用 Braun 等^[16] 提出的交替反应机制,当温度达到热解条件后,首先 Kero-gen 开始分解生成 H₂O、IC₃₇、IC₁₃、IC₂、Prechar 和 CO₂,然后 IC₃₇ 分解生成 IC₁₃、IC₂、Prechar,最后 IC₁₃ 再分解生成 IC₂、Prechar,表 1 中为简化后的干酪根分解化学方程式和反应动力学数据。

初始时,设定油页岩层温度为 21 ℃。美国绿河地区油页岩品相较高,干酪根含量高,因此将模型中的干酪根浓度设定为 1 201 mol/m³。根据温度和干酪根含量的不同,油页岩的热导率值一般为 39 253.1~155 766 J/(m·d·℃)^[17]。生产井采用定井底压力生产,注热井以恒定的注入速率注入热蒸汽。文献[18]中已设计出可用于油页岩原位开采的高温蒸汽产生装置,蒸汽温度可达 600 ℃。若按照输入能量换算,电加热的输入能量相当于注 600 ℃高温蒸汽时 16.1 t/d 的能量。

表 1 干酪根分解反应化学方程式

Table 1 Chemical equations of kerogen reaction

反应方程式	反应频率 系数/s ⁻¹	活化能/ (kJ·mol ⁻¹)	焓值/ (kJ·mol ⁻¹)
Kerogen → 0.026 91H ₂ O+0.005 888IC ₃₇ +0.017 8IC ₁₃ +0.041 75IC ₂ +0.005 41CO ₂ + 0.582 7Prechar	3.74×10 ¹²	161.600	335.000
IC ₃₇ → 0.646 3IC ₁₃ +4.465IC ₂ +17.497Prechar	2.65×10 ²⁰	206.034	46.500
IC ₁₃ → 1.023IC ₂ +10.904Prechar	3.82×10 ²⁰	219.328	46.500

2 数值模拟结果分析

模型建立后,在 CMG 软件中共模拟加热 500 d,注蒸汽加热期间油页岩层温度场变化如图 3 所示,干酪根浓度变化如图 4 所示。由于加热过程中油页岩各层受热相似,纵向上的温度、干酪根浓度变化基本相同,图 3、4 中展示为平面图,主要用来对比平面上的变化差异。

从温度场变化可以看出:注蒸汽加热时高温蒸汽从注热井向周围扩散,油页岩地层升温快。加热

240 d 时,注蒸汽加热模型中油页岩的温度全都达到干酪根热解温度条件,而电加热模型中相当一部分油页岩温度还没达到干酪根热解条件。

从干酪根浓度变化可以看出:注蒸汽加热时同一时刻干酪根热解的范围更大。加热 60 d 时,电加热模型中仅加热井处的干酪根完成了热解反应,其他地方的干酪根浓度基本无变化,而注蒸汽模型中加热井附近的干酪根均开始了热解反应;直到 500 d 模拟期结束,电加热模型中依然有部分干酪根未热解。

图 5 为油页岩原位电加热与原位注蒸汽加热模

型中页岩油的产量和累积产量。可以看出:①与电

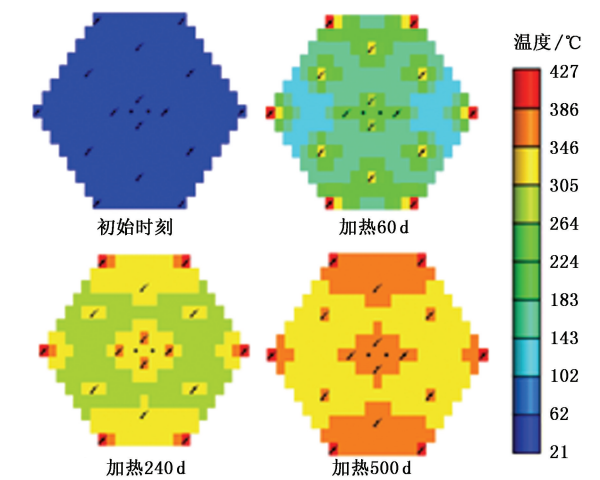


图 3 原位注蒸汽加热的油页岩层温度变化
Fig. 3 Oil shale formation temperature profile for in-situ upgrading by steam injection

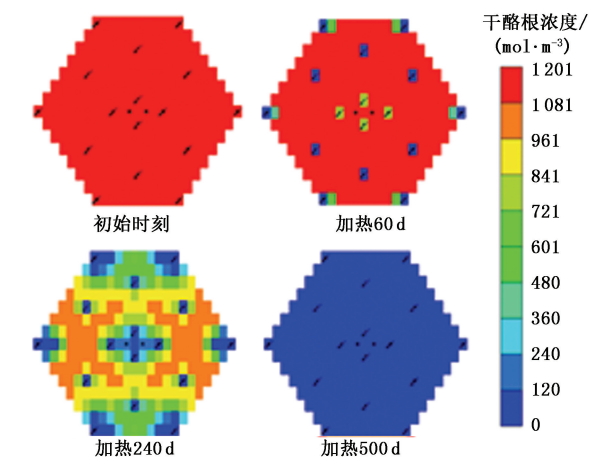
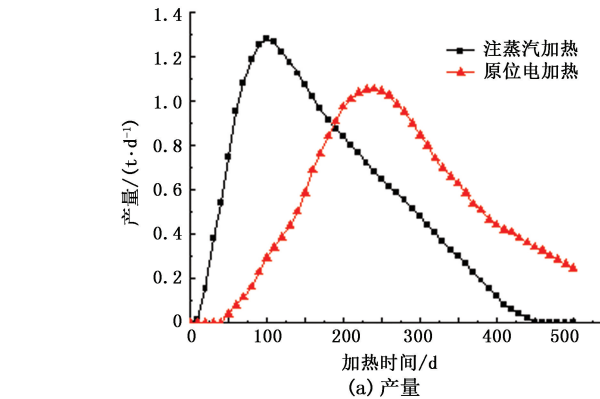


图 4 原位注蒸汽加热的油页岩层干酪根浓度变化
Fig. 4 Oil shale formation kerogen concentration for in-situ upgrading by steam injection



加热相比,注蒸汽加热时预热期更短,原位电加热油页岩时预热期为 45 d,而原位注蒸汽加热油页岩时几乎无须预热期,注热后很快产油;②与电加热相比,注蒸汽加热时产油快且产油量峰值高,原位电加热油页岩时,45 d 后油井开始产油,第 240 d 达到产油量峰值 1.06 t/d,随后产油量下降,至 500 d 模拟结束时依然有页岩油产出,原位注蒸汽加热油页岩时,油井自第 1 d 就开始产油,第 100 d 达到产油量峰值 1.28 t/d,随后产油量下降,至 445 d 时干酪根全部热解完毕,油井不再产油;③原位注蒸汽的累积产量与电加热项目基本相符,现场实际累积产量为 264.92 t,原位电加热模型的累积产油量为 267.99 t,原位注蒸汽模型的累积产油量为 270.15 t。注蒸汽模型使得干酪根全部分解,故注蒸汽模拟产量略高于实际产量;④注蒸汽模型中每口井的注入速率为 16.1 t/d,且共有 16 口注热井,相对于页岩油产量,投入与产出差距较大,这也是注蒸汽原位开采的技术难题之一。

在注蒸汽加热油页岩过程中,通过高温蒸汽直接把热能输送到油页岩层。油页岩受热裂解,产生大量不规则的孔隙、裂缝,为裂解产生的油气、高温蒸汽提供有效的渗流通道。与电加热相比,高温蒸汽加热油页岩的热解过程更加复杂,除了热解裂缝外,还包括许多其他的驱油机制^[19-20],如对流传热机制、加热降黏机制、热膨胀机制、高温蒸汽的“沸腾剥蚀”效应、解堵机制等,其热传递效率更高,传递范围更广,预热期短,更适用于较大规模开采。

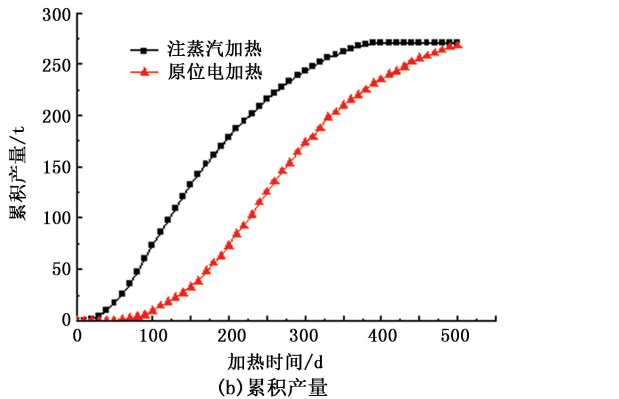


图 5 原位电加热与原位注蒸汽加热模型的页岩油产量及累积产量

Fig. 5 Shale oil production and cumulative production for electrical heating and steam injection

3 影响因素分析

3.1 注热速率

高温蒸汽的注入速率直接影响蒸汽在油页岩层的扩散范围,影响温度场的变化,从而影响页岩油的产量。不同高温蒸汽注入速率条件下的油页岩层温

度场变化如图 6 所示。从图 6 中可以看出:注入速率越大,油页岩层温度升高越快,达到干酪根热解的条件越早,最终油页岩层的温度越高。不同高温蒸汽注入速率条件下油页岩层中干酪根浓度变化如图 7 所示。从图 7 中可以看出,注入速率越大,油页岩层中的干酪根分解越快,干酪根全部反应完的时间越早。

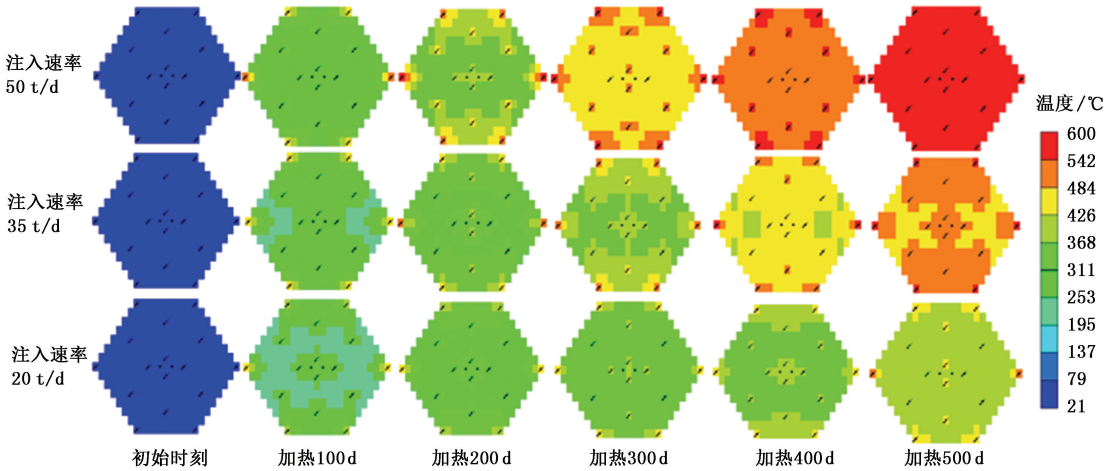


图 6 不同注入速率下油页岩温度场变化

Fig. 6 Oil shale formation temperature profile for different injection rate

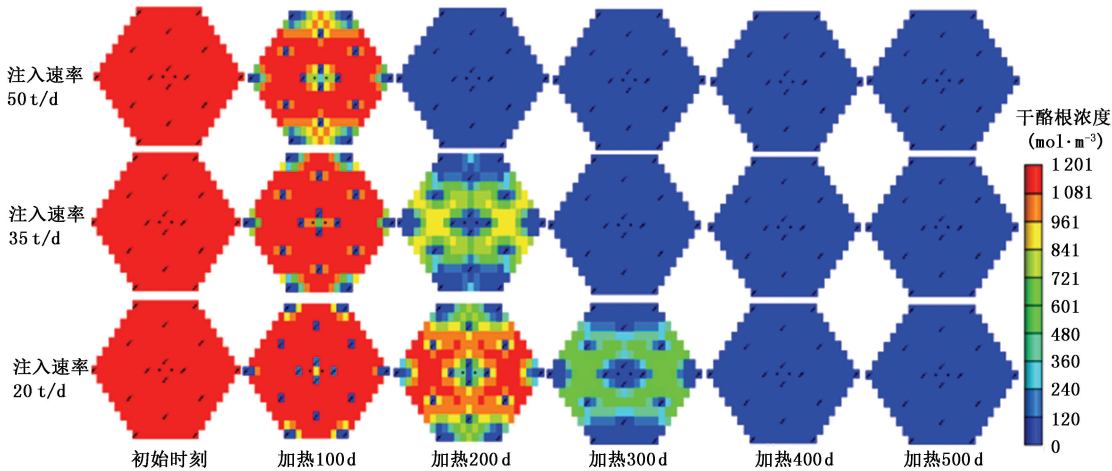


图 7 不同注入速率下干酪根浓度变化

Fig. 7 Oil shale formation kerogen concentration for different injection rate

图 8 为不同高温蒸汽注入速率条件下页岩油的产量和累积产量。可以看出:①注入速率越大,产油量升高越快,产油峰值到达时间越早,产油峰值越大;②注入速率越大,产油时间越短;③模型范围不变,最终的累积产油量基本不变,约为 270.15 t。

3.2 加热范围

增大油页岩的加热范围意味着增大注热模型的加热面积,可增加页岩油的产量,但若加热面积过大,一段时间后,生产井附近温度依然较低,渗流通道少、流动阻力大,导致页岩油不能及时流入生产井

井底。加热范围对油页岩开采效果有着重要影响。在单井注热量 50 t/d、其他条件不变的情况下,将加热面积分别扩大 2 倍和 4 倍,即 183.56 m² 和 367.12 m²,依然模拟 500 d 时间。

不同加热范围条件下的油页岩层温度场变化如图 9 所示。由图 9 可以看出:加热面积越大,油页岩层温度升高越慢,最终油页岩层的温度越低。不同加热面积条件下油页岩层中干酪根浓度变化如图 10 所示。由图 10 可以看出:加热面积越大,油页岩层中的干酪根分解越慢,干酪根全部反应完的时间越长。

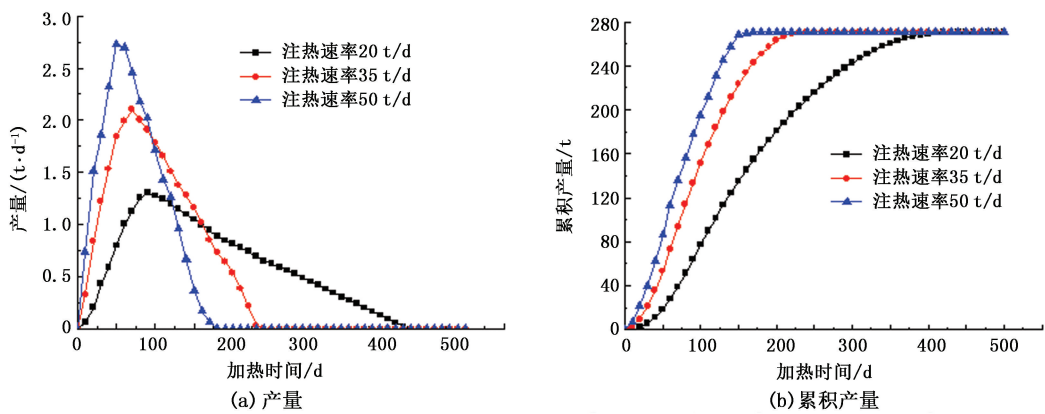


图 8 不同注入速率下的页岩油产量及累积产量

Fig. 8 Shale oil production and cumulative production for different injection rate

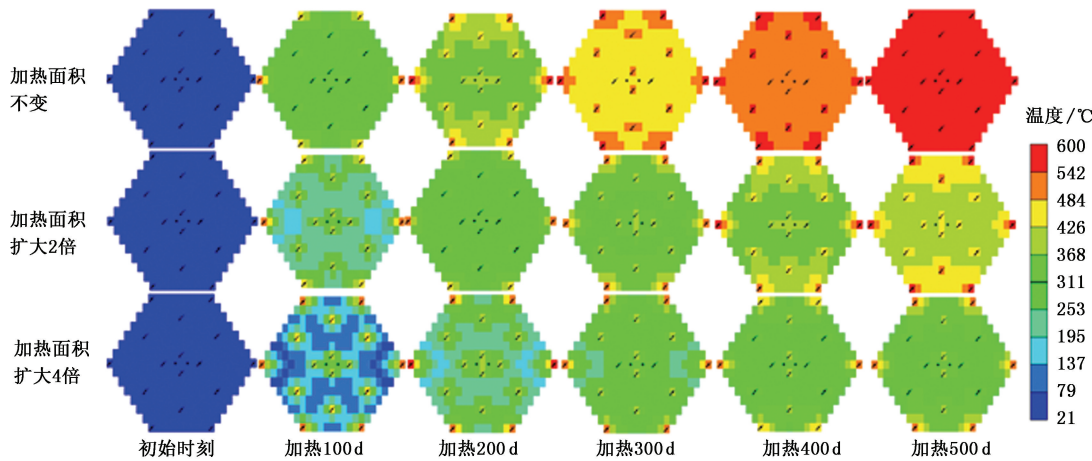


图 9 不同加热范围下油页岩温度场变化

Fig. 9 Oil shale formation temperature profile for different heating area

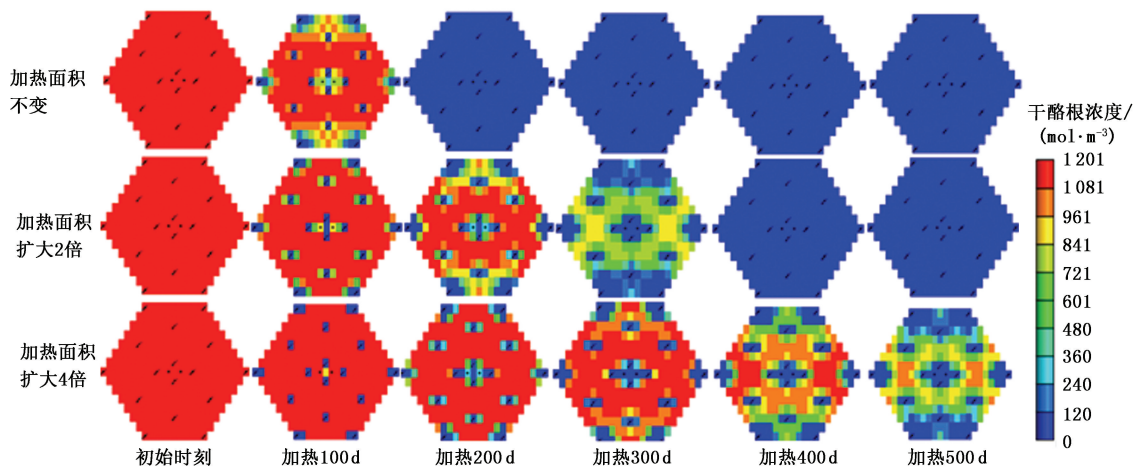


图 10 不同加热范围下干酪根浓度变化

Fig. 10 Oil shale formation kerogen concentration for different heating area

图 11 为不同加热范围条件下页岩油的产量和累积产量。由图 11 可以看出:①加热范围越大,产油量升高越慢,产油峰值到达时间越晚,但产油峰值

越大;②加热范围越大,产油时间越长;③模型范围越大,累积产油量也越大,最终的累积产油量分别为 270.15、535.76 和 1015.4 t。

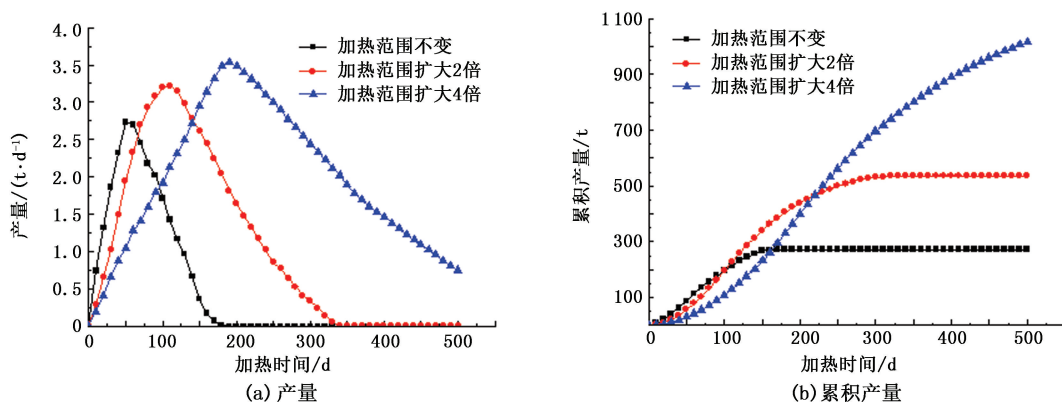


图 11 不同加热范围下的页岩油产量及累积产量

Fig. 11 Shale oil production and cumulative production for different heating area

4 结 论

(1) 注蒸汽原位加热油页岩时,高温蒸汽扩散快,油页岩升温也快,预热期短,产油量峰值更高;高温蒸汽的注入速率、油页岩的加热范围对注蒸汽原位开采的影响较大。

(2) 高温蒸汽的注入速率增大,油页岩层温度升高快,干酪根分解也快,产油峰值到达时间早,产油峰值大,产油时间短。

(3) 油页岩的加热范围增大,油页岩层温度升高慢,干酪根分解也慢,产油峰值到达时间晚,但产油峰值大,产油时间长,累积产油量高。

参考文献:

- [1] 刘招君. 中国油页岩[M]. 北京:石油工业出版社, 2009.
- [2] CRAWFORD P M, KNAUS E. Secure fuels from domestic resources: the continuing evolution of America's oil shale and tar sands industries[M]. Washington DC: US Department of Energy, 2007.
- [3] BIGLARBIGI K, CRAWFORD P, CAROLUS M, et al. Rethinking world oil-shale resource estimates[R]. SPE 135453, 2010.
- [4] BRANDT A R. Converting oil shale to liquid fuels: energy inputs and greenhouse gas emissions of the shell in-situ conversion process[J]. Environmental Science & Technology, 2008,42(19):7489-7495.
- [5] 李术元,耿层层,钱家麟. 世界油页岩勘探开发加工利用现状;并记 2013 年国外两次油页岩国际会议[J]. 中外能源,2014,19(1):25-33.
- LI Shuyuan, GENG Cengceng, QIAN Jialin. Global oil shale exploration, development and utilization—two oil shale symposiums held in 2013[J]. Sino-Global Energy, 2014,19(1):25-33.

- [6] 牛继辉,陈殿义. 国外油页岩的地下转化开采方法[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2006,36(6):1029-1030.
- NIU Jihui, CHEN Dianyi. Foreign oil shale in-situ upgrading method[J]. Journal of Jilin University (Earth Sciences Edition), 2006,36(6):1029-1030.
- [7] 赵阳升,冯增朝,杨栋. 对流加热油页岩开采油气的方法:200510012473[P]. 2005-10-01.
- [8] FAN Y, DURLOFSKY L J, TCHELEPI H A. Numerical simulation of the in-situ upgrading of oil shale[J]. SPE Journal, 2009,15(2):368-381.
- [9] SHEN C. Reservoir simulation study of an in-situ conversion pilot of Green-River oil shale[R]. SPE 123142, 2009.
- [10] BRIDGES J E. Electro thermal in situ energy storage for intermittent energy sources to recover fuel from hydrocarbonaceous earth formations: US7484561 [P]. 2009-02-03.
- [11] 张建坤,何生,颜新林,等. 页岩纳米级孔隙结构特征及热成熟演化[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(1):11-24.
- ZHANG Jiankun, HE Sheng, YAN Xinlin, et al. Structural characteristics and thermal evolution of nanoporosity in shales[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017,41(1):11-24.
- [12] 高英,朱维耀,岳明,等. 体积压裂页岩油储层渗流规律及产能模型[J]. 东北石油大学学报,2015,39(1):80-86.
- GAO Ying, ZHU Weiyao, YUE Ming, et al. Seepage law and productivity model of stimulated reservoir volume in shale oil reservoirs[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015,39(1):80-86.
- [13] HAZRA K G. Comparison of heating methods for in-situ oil shale extraction[D]. Texas: Texas A & M University, 2014.

[14] WELLINGTON S L, BERCHENKO I E, DE ROUFFIGNAC E P, et al. In-situ thermal processing of an oil shale formation to produce a condensate: US6923257 [P]. 2005-08-02.

[15] BRAUN R L, BURNHAM A K. PMOD: a flexible model of oil and gas generation, cracking, and expulsion [J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1): 161-172.

[16] BRAUN R L, BURNHAM A K. Mathematical model of oil generation, degradation, and expulsion [J]. Energy & Fuels, 1990, 4(2): 132-146.

[17] PRATS M, O'BRIEN S M. The thermal conductivity and diffusivity of Green River oil shales [J]. Journal of Petroleum Technology, 1975, 27(1): 97-106.

[18] 李强. 油页岩原位热裂解温度场模拟及实验研究 [D]. 太原: 太原理工大学, 2012.

[19] 刘昊, 程林松, 黄世军, 等. 稠油油藏溶剂辅助蒸汽驱前缘预测模型 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2017, 41(1): 110-117.

LIU Hao, CHENG Linsong, HUANG Shijun, et al. A mathematical model for steam frontier prediction in solvent enhanced steam flooding process [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(1): 110-117.

[20] 黄世军, 谷悦, 程林松, 等. 多元热流体吞吐水平井热参数和加热半径计算 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2015, 39(4): 97-102.

HUANG Shijun, GU Yue, CHENG Linsong, et al. Modeling of thermodynamic parameters and heating radius for multiple thermal fluid stimulation in horizontal wells [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(4): 97-102.

(编辑 李志芬)