

油页岩原位开采井距影响数值模拟研究

马英瑞^{1,2}, 陈晨^{*1,2}, 赵豪³, 朱颖^{1,2}, 刘昆岩^{1,2}, 侯星澜^{1,2}

(1. 吉林大学建设工程学院, 吉林 长春 130026; 2. 自然资源部复杂条件钻采技术重点实验室, 吉林 长春 130026;
3. 中国石油长庆油田分公司第一采油厂, 陕西 延安 716009)

摘要:近年来,随着我国能源消费水平的提高,油气资源进口量逐年上升,寻找替代能源逐渐受到世界各国关注。油页岩是一种重要的石油替代能源,其储量巨大,分布广泛,开采前景广阔。地下原位转化开采油页岩具有低污染、占地面积小的优点。本文采用CMG-STARS数值模拟软件建立油页岩地下原位开采模型,通过原位注入热蒸汽法模拟了油页岩地下原位转化过程中的产油动态,并分析不同井距对开采的影响。结果表明,井距对油页岩开采有重要影响,井距越大,油页岩长期开采效果越好,但短期开采效果越差。最后对井距进行敏感性分析,结果表明井距40 m左右时产油效果最好。

关键词:油页岩;数值模拟;储层改造;井距;注热

中图分类号:TD83 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2021)S1-0309-07

Study on the influence of well spacing in oil shale in-situ production by numerical simulation

MA Yingrui^{1,2}, CHEN Chen^{*1,2}, ZHAO Hao³, ZHU Ying^{1,2}, LIU Kunyan^{1,2}, HOU Xinglan^{1,2}

(1. College of Construction Engineering, Jilin University, Changchun Jilin 130026, China;

2. Key Laboratory of Drilling and Exploitation Technology in Complex Conditions of Ministry of Natural Resources, Changchun Jilin 130026, China;

3. Oil Production Plant No.1, Changqing Oilfield Company, Yanan Shaanxi, 716009)

Abstract: In recent years, with the rise of energy consumption in China, the import volume of oil and gas resources has increased rapidly. The search for alternative energy sources has gradually attracted attention all over the world. Oil shale is an important alternative energy source for petroleum: huge reserves, wide distribution and broad prospects for exploitation. At present, the main mining methods of oil shale include surface dry distillation and underground in-situ conversion. Because surface dry distillation requires large factories, covers a large area, and pollutes the environment, underground in-situ conversion is valued. G-STARS numerical simulation software was used to establish an oil shale underground in-situ mining model for simulation of the oil production dynamics in the process of underground in-situ conversion of oil shale, and for analysis of the influence of different reservoir reconstruction parameters. The results showed that well spacing has an important impact on oil shale production. The larger the well spacing, the better the long-term exploitation effect of oil shale, but the worse the short-term exploitation effect. The higher fracture permeability only increases the cumulative oil production in the early stage, and has little effect on long-term exploitation.

Key words: oil shale; numerical simulation; well spacing; fracturing; heat injection

收稿日期:2021-05-31 DOI:10.12143/j.ztgc.2021.S1.052

基金项目:国家自然科学基金项目“高压低温水射流作用下海底天然气水合物储层破岩过程与机理研究”(编号:41672361);吉林省科技厅国际合作项目“海洋天然气水合物置换开采关键技术研究”(编号:20170414044GH);吉林省省校共建项目“一新能源专项“油页岩地下原位开发利用示范工程”(编号: SXGJSF2017-5)

作者简介:马英瑞,男,汉族,1995年生,博士研究生在读,地质工程专业,从事非常规能源钻采研究工作,吉林省长春市西民主大街938号, mayr20@mails.jlu.edu.cn。

通信作者:陈晨,男,汉族,1965年生,教授,博士生导师,从事岩土工程钻凿技术、基础工程设计、施工与计算机模拟研究及教学工作,吉林省长春市西民主大街938号, chenchen@jlu.edu.cn。

引用格式:马英瑞,陈晨,赵豪,等.油页岩原位开采井距影响数值模拟研究[J].钻探工程,2021,48(S1):309-315.

MA Yingrui, CHEN Chen, ZHAO Hao, et al. Study on the influence of well spacing in oil shale in-situ production by numerical simulation[J]. Drilling Engineering, 2021,48(S1):309-315.

0 引言

油页岩是重要的战略资源,储量丰富^[1],是一种重要的原油替代能源。目前油页岩开采手段主要有地面干馏以及地下原位加热开采^[2];地面干馏是用机械法采掘油页岩,再通过地面装置提炼油页岩,该方法能够有效提炼油页岩,转化率高,具备商业价值,但是地面干馏严重污染环境,因此限制了油页岩干馏工业的发展;地下原位加热开采通过相关工艺加热地下的油页岩,使其在高温条件下转化为油气资源并直接采出地面,可以有效避免污染,但能耗高,转化率有限,开发成本高于实际收益,目前该方法仍处于初级阶段。

油页岩地下原位加热开采主要通过电加热或注入热流体的方式进行加热,而油页岩储层性质和页岩气储层类似,特点是极低的孔隙度和渗透率,流体在储层中难以流动,一方面,注入热流体难以流动,导致注入成本的增加,并且降低热效率,另一方面,开采过程中地下转化的油气难以采出,直接影响产量,因此需要进行储层改造,以增加流体在储层中的流动能力^[3]。

目前油页岩主要通过水力压裂手段进行储层改造,水力压裂广泛应用于页岩油气、煤层气^[4-5],并且具备了一定的商业规模。对于油页岩开采,即使目前开采仍处于初级阶段,水力压裂仍是一个开采油页岩的手段。对于油页岩原位开采的研究,壳牌公司提出E-ICP技术^[6-7],即采用正七点法布井,首先建立冷冻墙,避免地下水进入加热区;其次对油页岩层进行电加热,目前该技术应用于现场试验。埃克森-美孚公司提出ElectrofracTM技术^[6-7],该技术是一种利用水平井水力压裂技术的电加热开采方法。首先建设一系列相互平行的水平井,然后进行水力压裂,将导电颗粒作为支撑剂,建成一系列加热单元。生产过程中水平井通电,使储层温度升高,进而达到原位开采的效果,最终原油通过水平井开采至地面。吉利大学提出TS-A法^[3,8-9],即注入高温空气和氮气的混合气体,通过高温气体加热地下油页岩,达到油页岩原位转化的目的,另外由于注入气体存在氧气,注入气体在高温条件下和有机质反应,进而为油页岩的转化提供更多的热量。该方法已经成功应用于农安和扶余油页岩开采试验基地,进行正式开采前通过水力压裂手段增加储层渗透性。太原理工大学提出MIT法^[10],首先,建立多口井,井距>

50 m。然后通过水力压裂手段产生的裂缝沟通各个生产井。选定一部分井为注入井,其余井为生产井。通过地面管线输送高于500℃的热蒸汽,进入注入井注入储层。最终由生产井产出油气。由此可见,油页岩地下原位开采水力压裂效果不同,同样会影响注热和生产。

虽然油页岩现场开采试验能够精确有效地研究油页岩地下转化过程,得到详细的研究资料,但由于现场油页岩开采试验成本高、试验周期长,室内实验能够有效研究油页岩转化过程,但尺度小,且实验存在一定的危险性。为了低成本、高效和安全地研究油页岩在矿场尺度下的原位转化过程,数值模拟可以满足上述需求。对于有关油页岩数值模拟的研究,HAZRA等^[11]通过CMG-STARS软件建立油页岩原位开采模型,并进行生产模拟,另外分析了不同储层地质条件下的油页岩开采效果,证实了CMG-STARS软件模拟油页岩开采的可行性与可靠性。FAN等^[12]利用CMG-STARS软件数值模拟软件模拟了电加热过程中的油页岩的开采,并对电加热等生产参数进行敏感性分析,结果表明加热温度对开采有重要影响。ZHENG等^[13]应用CMG-STARS软件建立油页岩原位开采模型,分析油页岩的热效率,并对注热参数进行了敏感性分析。PEI等^[14]应用CMG-STARS软件模拟了注入热氮气的油页岩原位转化过程,证实了注热氮气原位开采油页岩的可行性。由此可见,研究油页岩地下原位转化的过程,数值模拟方法是重要手段之一。

本文将采用CMG-STARS软件研究地下油页岩原位转化过程,通过注入热蒸汽的方法转化油页岩,进行生产动态分析,最后研究井距对开采的影响。

1 数值模拟

本文拟采用CMG-STARS软件进行数值模拟^[15],其能够模拟多相多组分非等温渗流,并且能够添加化学反应,能够有效模拟油页岩开采过程。

1.1 数学模型

(1)质量守恒方程。应用CMG-STARS数值模拟软件,能够实现油页岩开采的模拟计算,对于三相若干组分的油页岩开采模型,各组分质量守恒方程为:

$$\text{水: } \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w \varphi S_w) = -\nabla(\rho_w v_w) + \dot{m}_w + q_w \quad (1)$$

$$\text{气: } \frac{\partial}{\partial t} (\rho_g \varphi S_g) = -\nabla(\rho_g v_g) + \dot{m}_g + q_g \quad (2)$$

$$\text{油: } \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o \varphi S_o) = -\nabla(\rho_o v_o) + \dot{m}_o + q_o \quad (3)$$

$$\text{干酪根: } \frac{\partial}{\partial t} (\rho_k \varphi S_k) = -\dot{m}_k \quad (4)$$

式中: $\rho_w, \rho_g, \rho_o, \rho_k$ ——水、气、油、干酪根的密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; φ ——介质的孔隙度, 小数; S_w, S_g, S_o, S_k ——水、气、油、干酪根的饱和度, 小数; v_w, v_g, v_o ——水、气、油的体积流速, $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$; $\dot{m}_w, \dot{m}_g, \dot{m}_o, \dot{m}_k$ ——单位时间单位体积内油页岩转化水、气、油和消耗干酪根的质量, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$; q_w, q_g, q_o ——单位时间单位体积内注入或产出的水、气、油质量, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ 。

(2) 能量守恒方程。应用 CMG-STARs 数值模拟软件是一款专业模拟原油热采的软件, 能够有效模拟不同生产工况下储层温度变化, 各其能量守恒方程为:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (C_{\text{eff}} T) = & \nabla(\lambda_{\text{eff}} \nabla T) + \nabla \cdot [(v_w \rho_w C_w + \\ & v_g \rho_g C_g + v_o \rho_o C_o) T] - n_k \Delta H_k \\ & + q_w C_w T + q_g C_g T + q_o C_o T \end{aligned} \quad (5)$$

其中, 方程左边两项可以表示为:

$$C_{\text{eff}} = (1 - \varphi) \rho_R C_R + \varphi S_w \rho_w C_w + \varphi S_g \rho_g C_g + \varphi S_o \rho_o C_o + \varphi S_k \rho_k C_k \quad (6)$$

$$\lambda_{\text{eff}} = (1 - \phi) \lambda_R + \varphi S_w \lambda_w + \varphi S_g \lambda_g + \varphi S_o \lambda_o + \varphi S_k \lambda_k \quad (7)$$

式中: C_g, C_k, C_w, C_R ——甲烷气、干酪根、水、岩石的比热容, $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$; $\lambda_g, \lambda_k, \lambda_w, \lambda_R$ ——气、干酪根、水、岩石的导热系数, $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$; ρ_R ——岩石的密度, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; ΔH_k ——每摩尔油页岩转化时吸收的热量, $\text{J} \cdot \text{mol}^{-1}$ 。

(3) 分解动力学方程。参考 Kim-Bishnoi 模型, 根据前人结果^[15], 假定多孔介质中干酪根赋存形状为球形, 球型颗粒的表面积为 A_{hs} , 油页岩基质中有效孔隙度为 φ , 干酪根饱和度为 S_k , 则油页岩分解动力学方程如公式(8)所示:

$$\begin{aligned} \frac{dn_k}{dt} = & k_d A_{\text{ks}} S_w S_h \varphi^2 P_{\text{eq}} e^{-\frac{\Delta E}{RT}} (1 - k) = \frac{k_d A_{\text{ks}}}{\rho_w \rho_k} \cdot \\ & \varphi S_w \rho_w \cdot \varphi S_k \rho_k \cdot P_{\text{eq}} e^{-\frac{\Delta E}{RT}} (1 - k) \end{aligned} \quad (8)$$

上式即动力学方程, 右边第一项为反应频率

因子。

(4) 绝对渗透率模型。本研究采用 CMG-STARs 软件自带的 Kozeny-Carman 方程描述油页岩开采过程中渗透率变化。Kozeny-Carman 方程是第一个用于解决储层孔隙度和渗透率之间关系的方程, 最早是由 Kozeny 于 1927 年和 Carman 于 1937 年提出^[16], 该模型的提出主要是为了研究地下水在多孔介质中的运移规律。经过近百年的发展, 该模型广泛用于工程领域。在 CMG-STARs 中, 绝对渗透率模型见公式(9):

$$K = K_0 \left(\frac{\varphi_f}{\varphi_v} \right)^{ck} \left[\frac{1 - \varphi_v}{1 - \varphi_f} \right]^2 \quad (9)$$

式中: K ——当前渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_0 ——初始有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ck ——渗透率经验系数, 常数; φ_v ——初始有效孔隙度, 小数; φ_f ——当前有效孔隙度, 小数。

1.2 储层物性参数

本研究模拟的地质背景为扶余油页岩, 位于吉林省扶余市永平乡, 油页岩层上覆地层主要为泥岩和页岩, 储层位于地下约 470 m, 基础物性参数如表 1 所示。

表 1 主要储层物性参数

参数	取值
初始平均压力 P_i/MPa	5
初始平均温度 $T_i/^\circ\text{C}$	10
初始渗透率 $K_0/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	0.05
油粘度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	1.14
水粘度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	20
气粘度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	0.018
孔隙压缩系数/ (MPa^{-1})	10^{-7}
岩石导热系数 $\lambda_R/(\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	3
水导热系数 $\lambda_w/(\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	0.6
气体导热系数 $\lambda_g/(\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	0.000162037
气体比热容 $C_g/(\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	2180
水比热容 $C_w/(\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	4200
沉积物颗粒比热容 $C_R/(\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	1000
岩石密度 $\rho_R/(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	2600
渗透率经验系数 ck	5

1.3 模型构造和网格设计

在本研究中, 建立了一个 3D 笛卡尔储层模型, 其长度为 100 m (x 坐标), 厚度为 20 m (z 坐标)。储

层中部进行射孔,并进行水力压裂。平面划分25个网格,垂向上划分10个网格。裂缝沟通注热井和生产井,将裂缝区域网格精细划分。注热井注入流体为水蒸气,注入量为 $7200\text{ m}^3/\text{d}$,注入温度为 $480\text{ }^\circ\text{C}$,生产井井底压力为 1 MPa 。模型示意图如图1所示。

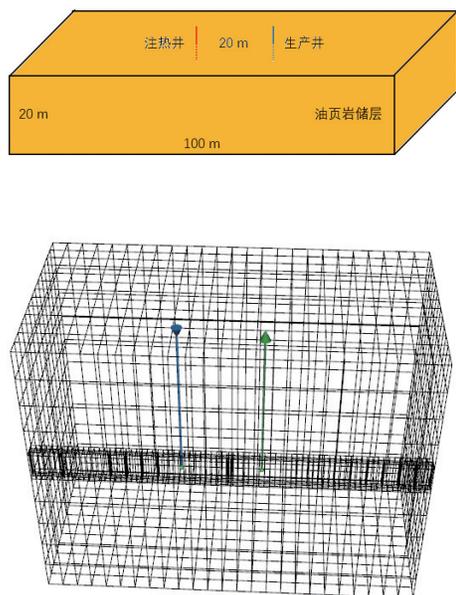


图1 油页岩开采基础案例模型示意

2 模拟结果和讨论

2.1 基础案例开采动态研究

对于长期油页岩地下原位开采过程,本文通过

上述工作建立的模拟模型,研究了2500 d的开采动态,如图2所示,可以看出产油过程可以分2个阶段,即初期产油阶段和后期产油阶段。在初期产油阶段(0~210 d),随着生产井注入高温流体,油页岩逐渐转化,此阶段产油速度逐渐提升并达到峰值,产气峰值约 $0.18\text{ m}^3/\text{d}$,虽然达到峰值,但产量十分有限。在后期产油阶段,此时由于可转化油页岩转化趋于完全,因此产油速度持续降低。整体而言,现有手段对油页岩进行地下原位转化开采,和传统低渗油藏开采相比仍有较大的差距。

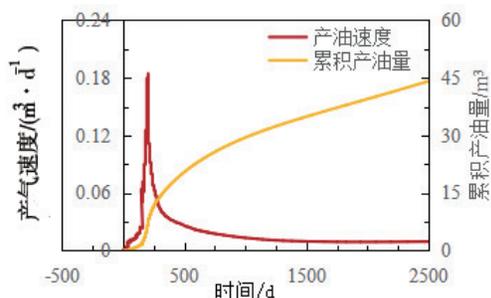


图2 基础案例产油速度和累积产油量随时间变化曲线

图3显示了基础案例不同时刻储层油页岩分布,结果表明,油页岩仅在裂缝周围转化,在没有裂缝的区域,高温流体很难流入,油页岩不转化,因此油页岩转化范围十分有限。由于油页岩转化范围有限,整个储层的温度变化较小,温度变化主要集中在裂缝周围以及注热井附近,其余位置温度基本不变,本图仅截取储层中温度变化的有效范围。

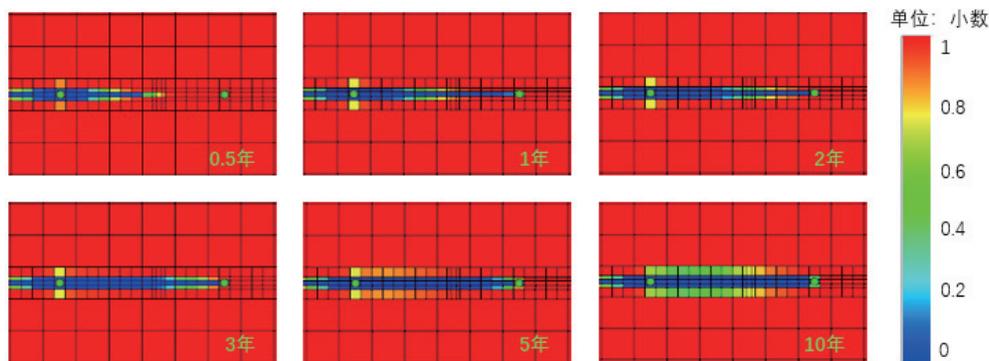


图3 基础案例油页岩含量平面分布(局部)

图4显示了基础案例储层温度平面分布,可以看出,沿高渗导流裂缝储层温度上升最快,这是由于流体在裂缝中流动速率最快,加热效果最好,因此温

度上升最快。另外,可以看出温度由高渗裂缝沿着垂直于裂缝的方向逐渐降低。另外,结合图3,可以看出高温区域油页岩转化效果最好。

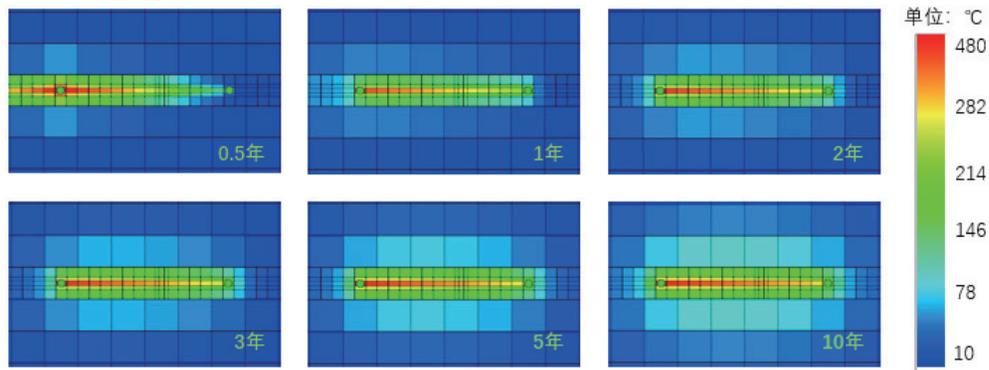


图4 基础案例储层温度平面分布(局部)

2.2 不同井距影响研究

图5显示了不同井距下的产油速度和累积产油量。可以看出井距越小,初期产油速度越大,产油峰值越早出现且峰值越高,这是因为一方面由于井距越小,注入的热量能够迅速加热生产井周围的油页岩,促使其转化;另一方面,由于注入井和生产井的井距过小,注入流体的沿程损失很小,能够提供更大的驱动力,因此前期产油速度快,产油峰值更早出现且更高。但对于长期开采,由于井距过小,高温流体波及范围十分有限,促使油页岩转化的范围有限,因此导致长期累积产油量偏低。可以看出,现有储层和注热条件下,虽然井距100 m的条件下的开采潜力巨大,但是产油速度过慢,在2500 d时仍未达到产油峰值。因此,为了达到最优的开发效果,需要设计合理的井距。

图6显示了不同井距下第5年油页岩转化平面分布。可以看出,10 m井距条件下油页岩转化范围十分有限,50 m井距条件下在开采5年时油页岩转化前缘沿着裂缝刚好到达生产井。而100 m井距条件下转化前缘仅到达50 m位置。垂直于裂缝方向,可以看出10 m井距条件下油页岩转化距离同样有限,这是由于生产井和注入井之裂缝附近的油页岩转化后,渗透率增大,流体流动能力增强,高温流体仅沿着裂缝附近的高渗通道流动,很难波及到更远位置;而50 m和100 m井距的条件下,高渗透率通道的形成时间相对较长,高温流体能波及更远的距离。

2.3 井距参数敏感性分析

模型参数的敏感性分析是通过改变输入参数,通过模型计算得到输出变量并分析其中的规律^[17]。敏感性分析方法分为两类:局部敏感性分析方法和

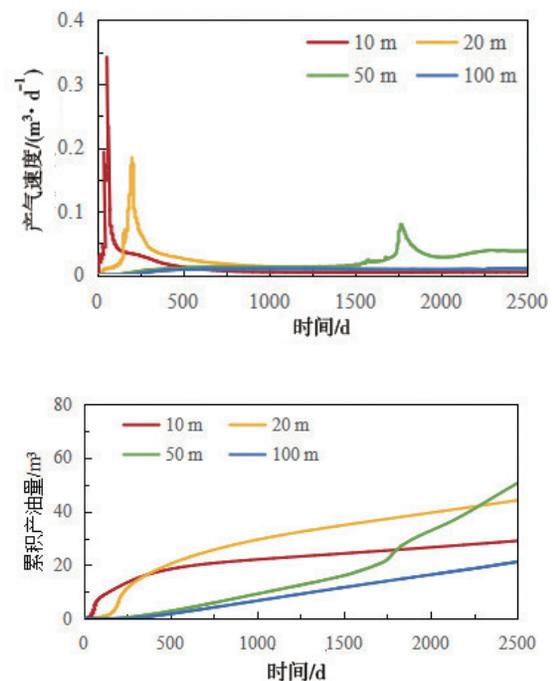


图5 不同井距油页岩产油速度和累积产油量随时间变化曲线

全局敏感性分析方法。局部敏感性分析方法通过一次改变一个输入参数来检查输出的局部响应,同时将所有其他参数值保持在固定值^[18]。全局敏感性分析是通过在给定的有限(甚至无限)范围内同时更改所有参数或参数子集来检查所有参数对模型输出的全局响应。相较于全局敏感性分析方法,局部敏感性分析更容易实现,本文研究对象是井距参数,无需测试所有参数。因此,本文拟通过局部敏感性分析方法研究井距参数的影响。

本文采用一次一因素(OAT)敏感性分析方法研究井距的影响^[19],以不同时间累积产油量为目标函数以井距为变量,在100 m的地层尺寸中,取10

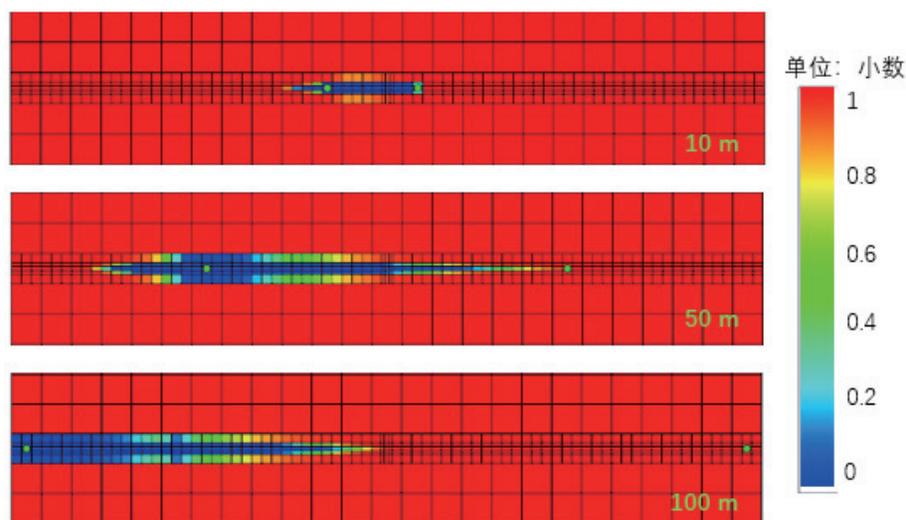


图6 不同井距第5年油页岩转化平面分布(局部)

个不同的井距参数,建立模型并进行数值模拟运算得到结果,最后通过得到的结果计算其灵敏度。灵敏度 S_i 计算如公式(10):

$$S_i = \frac{M(e_1, e_2, \dots, e_{10}) - M(e_0)}{M(e_0)} \quad (10)$$

式中: M ——CMG-STARs模型的目标输出值; e_0 ——基础案例; $e_1 \sim e_{10}$ ——研究案例。

通过建立10个模拟案例并进行数值模拟运算,得到各个案例的模拟结果,井距20 m作为基础案例,通过式(10)计算得到不同案例的灵敏度随时间变化并绘制图表,如图7所示。结果表明,灵敏度 >1 则表明该井距和当前时间下的累积产油量大于基础案例,反之,灵敏度 <1 则表明该井距和该时间下的累积产油量 <1 。根据结果图可以发现,井距10 m的情况下初期灵敏度最大,这是由于距离越近,注热井的效果越显著,初期产油速度越大,但此油页岩转化范围有限,因此最终累积产油量较低,后期开采效果不理想。对于中长期开采,可以看出,井距过大的情况下(>50 m)产油虽然一直增加,但十分缓慢,模拟结束的灵敏度仍为负值,因此可以看出开采效果较差。综合分析,40 m井距在3000 d内开采效果最好。

3 结论

(1)建立油页岩原位开采数值模拟模型,进行2500 d的长期开采模拟,并进行开采动态分析,得到油页岩的基本开采状况。结果表明,注热开采过程

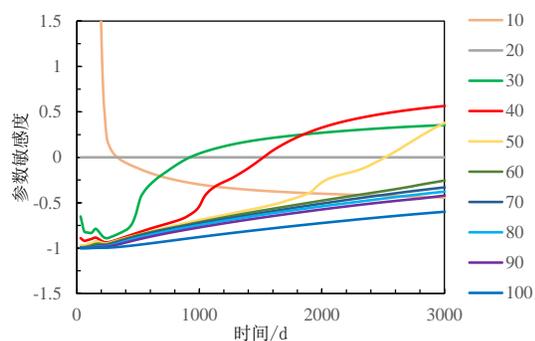


图7 不同井距下灵敏度随时间变化曲线

中,由于注入高温蒸汽仅沿着裂缝流动,裂缝周围温度较高,仅该区域油页岩转化,而储层中大部分区域油页岩尚未转化。

(2)通过不同的井距,可以看出,井距越小,初期产油速度越快,但是长期累积产油量受限,为了短期生产效益,可以适当减小井距,为了长期开采效益,可以适当增大井距。

(3)根据敏感性分析储层物性条件下井距约40 m时,产油效果最好。

参考文献:

- [1] INTERBEDS A, A/A, A'/B, et al. OIL shale as power fuel [J]. 2015.
- [2] KANG Z, ZHAO Y, YANG D. Review of oil shale in-situ conversion technology [J]. Applied Energy, 2020, 269: 115121.
- [3] LIU Z, SUN Y, GUO W, et al. Reservoir-scale study of oil shale hydration swelling and thermal expansion after hydraulic fracturing [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering,

- 2020, 195: 107619.
- [4] ESTRADA J M, BHAMIDIMARRI R. A review of the issues and treatment options for wastewater from shale gas extraction by hydraulic fracturing [J]. *Fuel*, 2016, 182: 292-303.
- [5] ZUO S, GE Z, DENG K, et al. Fracture initiation pressure and failure modes of tree-type hydraulic fracturing in gas-bearing coal seams [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 77: 103260.
- [6] CRAWFORD P, BIGLARBIGI K, DAMMER A, et al. Advances in World Oil-Shale Production Technologies [M]. *Advances in World Oil-Shale Production Technologies*, 2008.
- [7] CRAWFORD P M, KILLEN J C. New challenges and directions in oil shale development technologies [J]. *ACS Symposium Series*, 2010, 1032: 21-60.
- [8] HE W, SUN Y, GUO W, et al. Controlling the in-situ conversion process of oil shale via geochemical methods: A case study on the Fuyu oil shale, China [J]. *Fuel Processing Technology*, 2021, 219: 106876.
- [9] SUN Y, LIU Z, LI Q, et al. Controlling groundwater infiltration by gas flooding for oil shale in situ pyrolysis exploitation [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 179: 444-54.
- [10] KANG Z, ZHAO Y, YANG D, et al. A pilot investigation of pyrolysis from oil and gas extraction from oil shale by in-situ superheated steam injection [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 186: 106785.
- [11] HAZRA K G, LEE K J, ECONOMIDES C E, et al. Comparison of heating methods for in-situ oil shale extraction [C]. 17th European Symposium on Improved Oil Recovery, 2013:4.
- [12] FAN Y, DURLOFSKY L, TCHELEPI H A. Numerical simulation of the in-situ upgrading of Oil shale [J]. *Spe Journal*, 2009, 15(2): 368-81.
- [13] ZHENG Y, LEI G, YAO C, et al. A calculation model about reservoir thermal efficiency of in-situ upgrading for oil shale via steam injection [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 192: 107267.
- [14] PEI S, WANG Y, ZHANG L, et al. An innovative nitrogen injection assisted in-situ conversion process for oil shale recovery: Mechanism and reservoir simulation study [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 171: 507-15.
- [15] UDDIN M, COOMBE D, LAW D, et al. Numerical studies of gas-hydrates formation and decomposition in a geological reservoir [C]. Society of Petroleum Engineers SPE Gas Technology Symposium, 2006.
- [16] CARMAN P C. Fluid flow through granular beds [J]. *Trans Inst Chem Eng*, 1937, 15.
- [17] 罗鹏程, 傅攀峰. 武器装备敏感性分析方法综述 [J]. *计算机工程与设计*, 2008(21): 5546-9.
- [18] MASSADA ABAR, CARMEL Y. Incorporating output variance in local sensitivity analysis for stochastic models [J]. *Ecological Modelling*, 2008, 213(3): 463-7.
- [19] HUANG J, XU J, XIA Z, et al. Identification of influential parameters through sensitivity analysis of the TOUGH+ Hydrate model using LH-OAT sampling [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 65: 141-56.