

油页岩原位水平井开采流-热-固耦合数值模拟

赵金岷¹, 曹东方¹, 刘玉民^{1,2}, 邢顺范¹

(1. 吉林省众诚油页岩集团有限公司 国家油页岩原位开采工程示范分中心, 长春 130033;

2. 吉林大学 地球科学学院, 长春 130061)

摘要:构建油页岩原位水平井开采的三维数学模型,采用流-热-固耦合模拟分析油页岩原位燃烧加热过程中的温度场和应力、应变场。讨论不同燃烧温度以及注气流速下温度场以及油气产物随开采时间的演变规律,分析油页岩地层形变特征。结果显示,提高燃烧器的燃烧温度可显著加快油页岩原位转化的进程,而单纯提高注气流速对反应进展影响不大。此外,需考虑地层形变,尤其是注气井和生产井底的形变对井底设备运转的影响。研究结果为中国油页岩原位开采提供了数据支撑。

关键词:油页岩;原位开采;多场耦合数值模拟;地层形变

中图分类号:TE319 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-1807(2022)01-0329-09

油页岩是一种富含有机质(干酪根)的石油烃源岩,加热后可产生类石油烃^[1-2],由于其巨大的储量,被认为是最现实最可靠的非常规资源^[3-4]。目前,对油页岩的利用主要分燃烧发电和干馏炼油两大类,其中炼油被认为是最大限度地实现了能源利用价值^[5]。从油页岩中获得石化产品的方法主要有地面干馏和原位转化两种,无论使用哪种方法,都需要将油页岩加热到足够高的温度(至少 300 °C)。地面干馏是从油页岩中提取油页岩油的一种传统且广泛使用的方法,该工艺包括采矿、粉碎、蒸馏和提纯等;且不说其生产过程中产生的废气、废水和废渣对环境造成的严重污染,工艺的复杂性和高成本致使该技术比传统原油的生产成本更高^[6]。相比之下,油页岩原位开采无须采矿,在地下深处通过热传导和对流等方式对油页岩进行加热,实现干酪根受热裂解,产生的油气通过常规的举升技术提取到地面。由于其环境友好和适合薄而深的油页岩层^[7-14],受到了越来越多的关注。

国内外许多公司和研究机构对油页岩的原位开采技术做了诸多尝试,例如壳牌的原位转化工艺(in-situ conversion process, ICP)技术、埃克森美孚公司的 ElectrofracTM 技术、雪佛龙公司的 CRUSH 技术等。已有油页岩原位裂解技术根据热传递方

式的不同可分为传导加热、对流加热和辐射加热技术,其中最具代表性和最成熟的就是壳牌公司的 ICP 技术。ICP 技术属于传导加热方法,采用电加热器原位加热油页岩。壳牌公司已在美国的科罗拉多州和约旦先后开展了 8 次 ICP 原位转化油页岩试验,其试验规模和复杂性不断增加,累计投入 30 亿美元研发经费^[9-10]。对于油页岩原位裂解技术而言,油页岩地层内如何快速加热到热解温度是关键。由于油页岩热传导率极低,传导加热速度较慢,容易造成大量热量损失,成本较高,且由于油页岩的热膨胀,致使部分裂缝闭合,降低了油页岩的渗透性,而产生的油气压力较低,导致油气回收率较低^[15]。2005 年,壳牌公司以其强大的资金优势与吉林省地质矿产勘查开发利用局合作,试图共同对吉林省内的油页岩资源进行勘探与开发利用,但最终 ICP 技术不适合吉林省薄层和低含油率油页岩而撤资中国油页岩开发,这也说明 ICP 传导加热的成本高。因此,研究油页岩低能耗、高效且环保的热解方法与工艺是解决中国油页岩原位开采瓶颈的必经之路。

近年来,吉林省众诚油页岩集团有限公司提出了原位压裂化学干馏提取油页岩油气(IFCD)技术,该技术利用放置在井眼中的燃烧器来加热回流气

收稿日期:2021-08-24

基金项目:国家重点研发计划(2019YFA0705504-4, 2019YFA0705502-3);吉林省优秀青年人才基金项目(20190103138JH)。

作者简介:赵金岷(1968—),男,吉林长春人,吉林省众诚油页岩集团有限公司国家油页岩原位开采工程示范分中心,主任,高级工程师,研究方向为油页岩原位开采技术;通信作者刘玉民(1987—),男,山东诸城人,吉林大学地球科学学院,助理研究员,博士,研究方向为油页岩原位开采模拟。

体,通过热气体的对流和回流实现地下原位加热油页岩,进而从油页岩地层中原位提取页岩油和天然气^[16]。其操作流程如下:①在地下油页岩层中钻几口垂直井;②进行水力压裂,用于创建石油和天然气运输的渠道;③在井中安装燃烧器,注入可燃气体和助燃气体并引燃;④产生的高温气体沿着裂缝流动加热油页岩并产生油气。该技术允许对原位热解过程中产生的可燃气体进行再循环回注。众诚的燃烧加热技术已在中国松辽盆地进行了现场试验(图 1),并于 2014 年 7 月成功从地下 300 m 深处开采出中国第一桶油页岩油[图 1(c)],证明了该工艺的可行性和适应性,目前该技术处于中试阶段。



图 1 试验现场图片

与现场测试相比,数值模拟技术具有安全、高效且低成本等特点,适合于探索各种因素对油页岩原位热解过程的影响。前人针对油页岩原位开采技术开展了不同程度的模拟研究,取得了一定的成果。康志勤^[17]建立了油页岩原位注蒸汽开发的热-流-固耦合数学模型,为大规模油页岩原位注热开采提供了理论依据和工程参考。Fan 等^[18]基于热解试验和壳牌公司专利,利用 General packet radio service 技术对油页岩原位开采进行了模拟,综合考虑了流动、热动力学和化学反应,其模拟结果与壳牌野外数据基本吻合,他们还分析了原位热解过程中温度场演化与各因素的作用关系,结果表明产气

率高度依赖于电加热温度,体现出模拟是对实际工作的有效指导。Yang 等^[19]对油页岩的原位转化过程进行了数值模拟和评估,结果表明流体注入是获得高产油率的更有前景的方法。马建雄等^[20]研究了多种布井方案下油页岩原位开采的温度场,结果表明当油页岩层压裂程度越高、模型注气速率越高、注气井数量足够和注气井贯穿压裂隙加热油页岩层时,油页岩的开发利用越彻底。王英英等^[21]分析了油页岩原位开采中裂隙与井组相对位置及其产状对加热效果的影响。李玉博等^[22]模拟分析了油页岩原位开采过程中孔隙度和渗透率变化。韩连福等^[23]建立薄层油页岩原位开采的数值模型。鉴于 IFCD 技术原位试验仍在进行中,开展该工艺不同试验条件下的数值模拟有利于比较不同试验方案的优缺点,从而获得最佳设计方案,进而降低试验成本。

前人的研究都是将供热热源置于油页岩层之外,热量在输送到油页岩层之前的过程中,会有大量的热量损失。本文结合 IFCD 技术原位试验区油页岩特征,建立了 IFCD 水平井开采的三维模型,将供热热源设置在注气井与水平井过渡段之前的油页岩层,最大限度降低热量的损失。此外,随着油页岩干酪根的分解和油页岩孔隙的增加,地层强度降低会导致地层变形,从而对井管和井下设备的正常运行产生不利影响。因此,本文围绕影响油页岩热解反应区域的关键因素——烟气的初始流速和燃烧器火焰温度进行数值模拟,并对油页岩原位开采中地层的温度场和应力、应变场的分布进行模拟计算分析。

1 数值模拟方法及数学模型

1.1 油页岩物理特性

松辽盆地油页岩资源储量巨大但品位低(低产油且高灰分)且埋藏深,主要有上白垩统青山口组 and 上白垩统嫩江组^[24-25]两个油页岩层。IFCD 技术试验区的油页岩为青山口组,埋藏深度在 300 m 以上,平均产油率为 5.3%,油页岩层厚度为 4.5 m,油页岩层的顶底板为泥岩层^[25]。松原试验区油页岩和泥岩的物理参数见表 1。

表 1 扶余油页岩的物理参数

名称	流体密度 $\rho/(\text{kg}/\text{m}^3)$	比热容 $C/$ $[\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})]$	热传导系数 $\lambda/$ $[\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})]$
注入气体	1.225	1 006.43	0.024
油页岩	2 003	1 075	1.019
泥岩	1 900	1 000	1.010

1.2 数学模型

1.2.1 能量守恒方程

油页岩原位开采温度场中的热传导规律遵循热力学第一定律^[26-27]。在一个既没有质量流入又没有质量流出的系统中,其能量守恒的表达式为

$$Q - W = \Delta U + \Delta E_k + \Delta E_p \quad (1)$$

式中: Q 为该封闭系统在改变热力学状态的过程中从外界放出或者吸收的热量; W 为在这个过程中该封闭系统对外做的功或者外界对该封闭系统做的功; ΔU 为封闭系统内能的变化; ΔE_k 为封闭系统动能的变化; ΔE_p 为封闭系统势能的变化。

根据油页岩原位开采过程的特点,其传热问题有

$$W = \Delta E_k = \Delta E_p = 0 \quad (2)$$

故式(1)可简化为

$$Q = \Delta U \quad (3)$$

此处的传热现象为热传导,故符合傅里叶定律, t 时内间的传热量 Q 为^[28]

$$\frac{Q}{t} = \frac{KA(T_{\text{hot}} - T_{\text{cold}})}{d} \quad (4)$$

式中: t 为流体的流动时间; K 为热传导系数; T 为温度; A 为传热面积; d 为传热面之间的距离。

根据能量守恒方程及傅里叶定律建立导热微分方程的表达式为

$$\rho C \frac{\partial T}{\partial \tau} = \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) \right] + \Phi \quad (5)$$

式中, Φ 为单位时间内微元体中内热源的生成热。

本文所研究的瞬态导热问题,其定解条件包括:①初始条件——初始时刻地层温度场的温度分布;②边界条件——导热地层边界上温度的换热情况。

本文所研究的物理模型符合第一类边界条件:可以给出所研究区域边界上的温度分布以及温度随时间的变化规律,即

$$T_w = f(\tau, x, y, z) \quad (6)$$

1.2.2 流体运动控制方程

本文模型的流体运动遵循质量守恒定律、动量守恒定律、能量守恒定律。具体如下:

1)连续性方程(质量守恒方程):单位时间内流体微元体中质量的增加等于同一时间间隔内流入该微元体的净质量,即固定流体微元内质量变化率=流体从笛卡尔坐标 3 个方向流出量,即

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho u}{\partial x} + \frac{\partial \rho v}{\partial y} + \frac{\partial \rho w}{\partial z} = 0 \quad (7)$$

式中: u 为流体在 x 方向上流动的速度; v 为流体在 y 方向上流动的速度; w 为流体在 z 方向上流动的速度。

2)运动方程(动量守恒方程):流体微元体的动量对时间的变化等于外界作用在该微元体上的各种力之和,即流体质点受到的合力=质点本身的动量增加率,即

$$\begin{cases} \frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u \mathbf{V}) = \rho f_x + \frac{\partial \tau_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} - \frac{\partial P}{\partial x} \\ \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v \mathbf{V}) = \rho f_y + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial z} - \frac{\partial P}{\partial y} \\ \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho w \mathbf{V}) = \rho f_z + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zz}}{\partial z} - \frac{\partial P}{\partial z} \end{cases} \quad (8)$$

式中: P 为流体上的静压力; τ 为流体表面上的黏性应力; $\mathbf{V}$ 为流体流动的速度矢量; u 为流体在 x 方向上流动的速度; v 为流体在 y 方向上流动的速度; w 为流体在 z 方向上流动的速度。

3)能量守恒方程:微元体中能量的增加率等于进入该微元体的净热流量加上体积力、表面力对该微元体所做的功,即流体微元体内能变化率=流入微元的净热流量+体积力和表面力对流体微元的做功的功率,即

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho e}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho e \mathbf{V}) = P \dot{q} - \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(-k \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(-k \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(-k \frac{\partial T}{\partial z} \right) \right] + \tau_{xx} \frac{\partial u}{\partial x} + \\ \tau_{yx} \frac{\partial u}{\partial y} + \tau_{zx} \frac{\partial u}{\partial z} - P_x \frac{\partial u}{\partial x} + \tau_{yy} \frac{\partial v}{\partial y} + \tau_{xy} \frac{\partial v}{\partial x} + \\ \tau_{zy} \frac{\partial v}{\partial z} - P_y \frac{\partial v}{\partial y} + \tau_{xz} \frac{\partial w}{\partial z} + \tau_{yz} \frac{\partial w}{\partial y} + \tau_{zx} \frac{\partial w}{\partial x} - P_z \frac{\partial w}{\partial z} \end{aligned} \quad (9)$$

式中: e 为流体的内能; q 为流体接收的热能。

1.3 几何模型及网格划分

结合 IFCD 技术在松辽盆地原位试验区的地层情况,建立图 2 所示几何模型。模拟计算几何模型为长方体,其在 x 方向上为长度 35 m, y 方向上为高度 8 m, z 方向上为宽度 10 m,考虑到模型的对称性, z 方向取整体的一半(4 m)进行模拟计算。其中,油页岩层产状水平,层厚为 4 m,水平井处于油页岩层中间位置,油页岩层上层有 1 m 厚度的泥岩层,下层为 3 m 厚度的泥岩层。注气井与生产井之间的井距为 25 m,并由平行于岩层的水平井连通,其中在注气井内部,进入水平井井段之前的油页岩层内设置一固定热源,用来模拟燃烧器所产生的火焰,最大限度地降低热量损失。

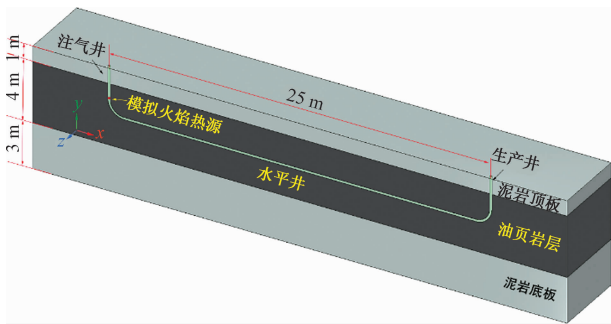


图 2 模拟计算几何模型

运用网格划分模块 Workbench Meshing 对几何模型进行网格的划分,结果如图 3 所示。整个模型由流体计算区域和固体计算区域组成,其中注气井、生产井以及连通二者之间的水平井部分划分为流体计算区域,而模型的其他部分,包括油页岩层及其顶板和底板泥岩层均划分为固体计算区域。计算模型 Nodes 数为 210 301, Elements 数为 752 660。考虑到在流体计算域和固体计算域耦合的界面附近的流体计算域会有急剧的流速变化,网格划分过程中,通过在此耦合界面附近的流体域内设置边界层来加密流固耦合界面处的网格,以保证计算的准确性。

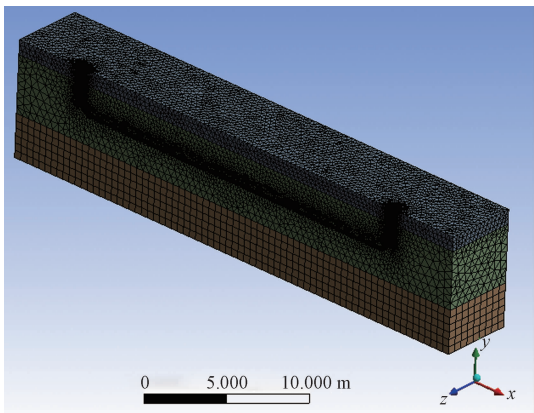


图 3 模型网格

1.4 模拟计算与分析

采用数值模拟方法分析不同烟气温度(800、850、900、950、1 000 K)和不同烟气初始流速(5、10、15、20、25 m/s)下油页岩原位开采过程中地层温度场以及应力和应变场的演化规律。加热井与生产井之间的储层改造通道形式均设置为水平井。

油页岩原位开采仿真模拟设置注入气体为烟气,根据松原试验区获取的数据,注入气体的物性特征与空气基本一致,因此设置注入气体的参数与空气相同;在模拟过程中把注入热源气体作为加热油页岩的唯一热源,不考虑油页岩及油页岩油气本

身燃烧再产生的热。计算区域的边界设为边界壁厚(值为 50 m),远边界温度为 300 K。在应力场和应变场方面同时考虑温度场的热应力和注气压力,其中应力场取最大主应力值进行求解计算,应变场取总应变值进行求解计算。计算过程中,为保证模型的完整性和固定性,将模型的底面设置为固定面,模型的正面设置为无摩擦对称面,而模型的其他 4 个侧面则根据岩石力学静止压力计算得到其静止压力的值进行约束。

为了方便讨论,各案例标记为 M-*x*-*y*,其中 *x* 表示烟气的初始流速,*y* 表示烟气温度,例如 M-10-900 表示烟气流速为 10 m/s,烟气温度为 900 K 的案例。

为了方便讨论各模型模拟结果,本文引入油页岩有效产油体积,即加热到产油温度的体积总和。从扶余油页岩在氮气和空气条件下的热解曲线可知(图 4),油页岩中干酪根的热分解温度与热解气氛有关,空气气氛下失重主要集中在 300~500 ℃,而氮气气氛集中在 400~500 ℃。鉴于 IFCD 技术注入气体中主要成为空气,油页岩有效产油体积定义为

$$V_{oil} = 20\%V_{300\sim350} + 50\%V_{350\sim400} + 80\%V_{400\sim450} + V_{>450} \tag{10}$$

式中, $V_{300\sim350}$ 、 $V_{350\sim400}$ 、 $V_{400\sim450}$ 和 $V_{>450}$ 分别表示温度在 300~350 ℃、350~400 ℃、400~450 ℃和>450 ℃的油页岩体积。

为了分析瞬态反应的进程,引用了累计有效加热体积比

$$\eta = V_{瞬态} / V_{稳态} \tag{11}$$

式中, $V_{瞬态}$ 和 $V_{稳态}$ 表示同一条件下,某时间的瞬态累计有效体积和对应的稳态体积。

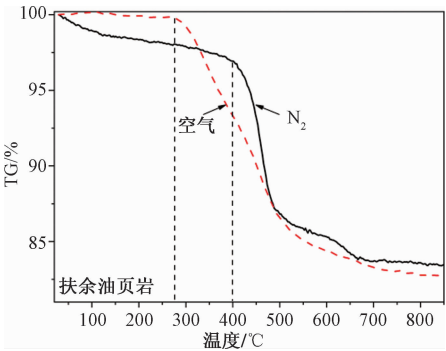


图 4 扶余油页岩的 TG 曲线

2 模拟结果

2.1 瞬态和稳态模拟结果

模型建立后,首先模拟各模型连续注气 15 年及

最终稳态的温度场。其中 M-10-900 案例在连续注气过程中油页岩温度达到 300 ℃ 以上的体积变化如图 5 所示。从图 5 可知,油页岩体中温度达到 300 ℃ 以上的体积随着注气时间的增长而逐渐增大,在注气前 5 年,被加热的油页岩的体积增长较慢且主要在水平段和生产井周围,这是因为气体通道过于流畅,形成流体短路即气体在流过程中未来

得及与地层发生热交换即从生产井流出^[5]。第 6 年起温度在 300 ℃ 以上的体积增大的速率加快,第 10~11 年,注气井与生产井之间包络的油页岩基本上都达到 300 ℃ 以上。而后随着注气的时间增长,被加热的体积主要是这两口井包络之外的油页岩。在稳态时,该模型包含的油页岩体几乎全部被加热到了 300 ℃ 以上。

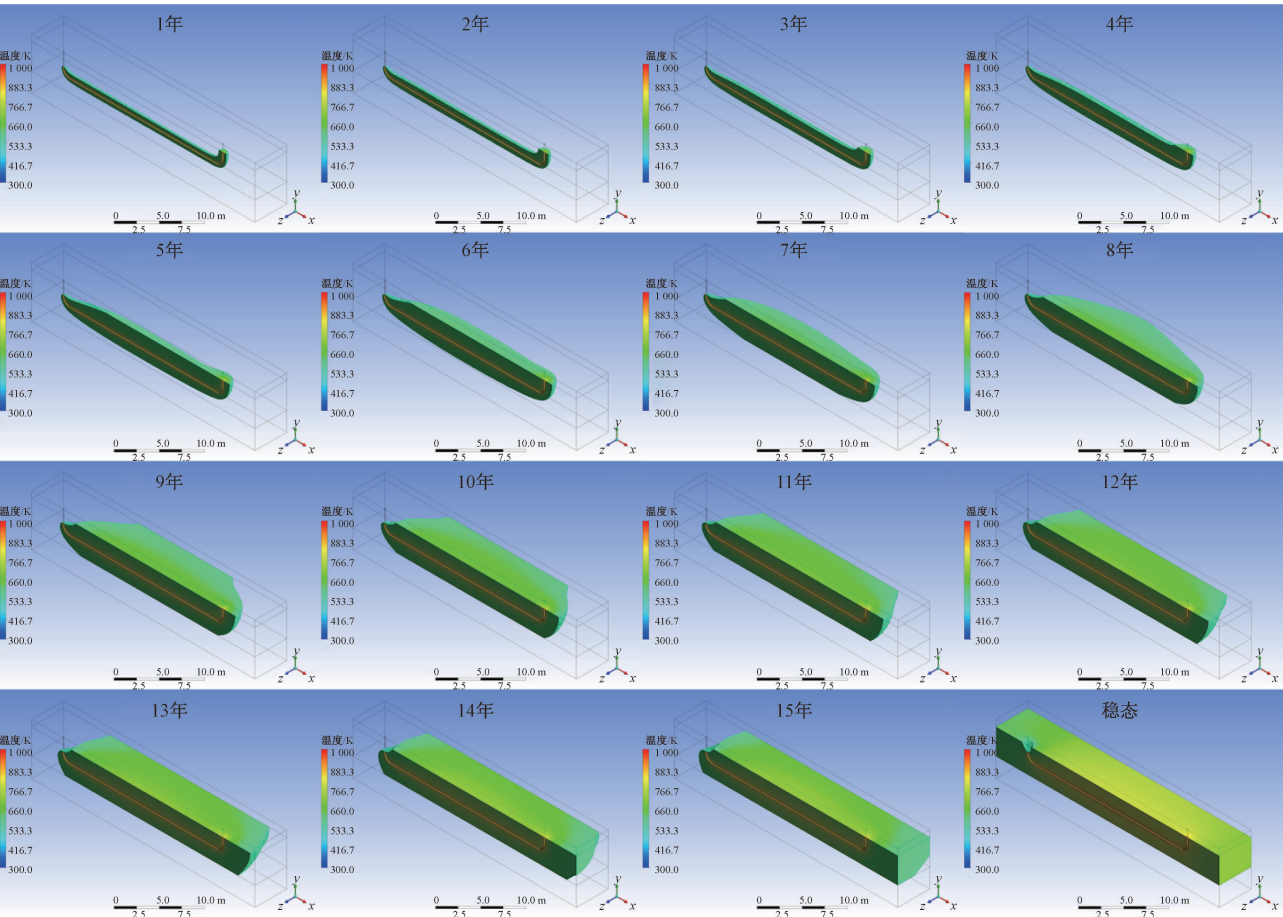


图 5 M-10-900 案例注气 1~15 年及稳态时油页岩温度达到 300 ℃ 以上的体积

2.2 影响因素分析

表 2 给出了各案例稳态与瞬态反应区温度达到 300 ℃ 以上的体积和产油体积。从表 2 可知,各案例的稳态反应体积相似,但稳态的产油体积以及瞬态 300 ℃ 以上的体积和产油体积差别很大,说明燃烧温度和烟气流速对反应的过程有影响。尽管增大燃烧温度或烟气流速可以有效加大反应区的体积,但是仍与稳态体积相差较大。下面分别讨论燃烧温度与注气流速对温度场及产油体积的影响。

2.2.1 燃烧温度

图 6 为不同燃烧温度下各案例稳态温度场的纵切面和横切面云图。图 7 给出了采用不同燃烧温度、以 10 m/s 的速率注气 15 年的过程中,日增和累

表 2 稳态与瞬态 15 年反应区温度达到 300 ℃ 以上的体积和有效产油体积及其比值

案例	$V_{>300\text{ }^{\circ}\text{C}}$	$V_{\text{油}}$	$V_{>300\text{ }^{\circ}\text{C}}$	$V_{\text{油}}$	$\eta_{>300\text{ }^{\circ}\text{C}}/\%$	$\eta_{\text{油}}/\%$
M-5-900	699.40	607.55	570.63	305.23	82	50
M-10-800	668.13	419.49	455.29	151.43	68	36
M-10-850	699.03	535.12	528.95	250.82	76	47
M-10-900	699.39	618.54	596.76	346.06	85	56
M-10-950	699.52	651.59	618.92	437.14	88	67
M-10-1 000	699.59	677.81	643.24	513.01	92	76
M-15-900	699.38	620.25	599.68	360.74	86	58
M-20-900	699.38	621.87	600.58	367.73	86	59
M-25-900	699.38	623.17	601.28	372.94	86	60

计有效产油体积以及累计有效产油体积比图。从表 2 和图 6 可知,由于模型大小的限制,虽然在不同

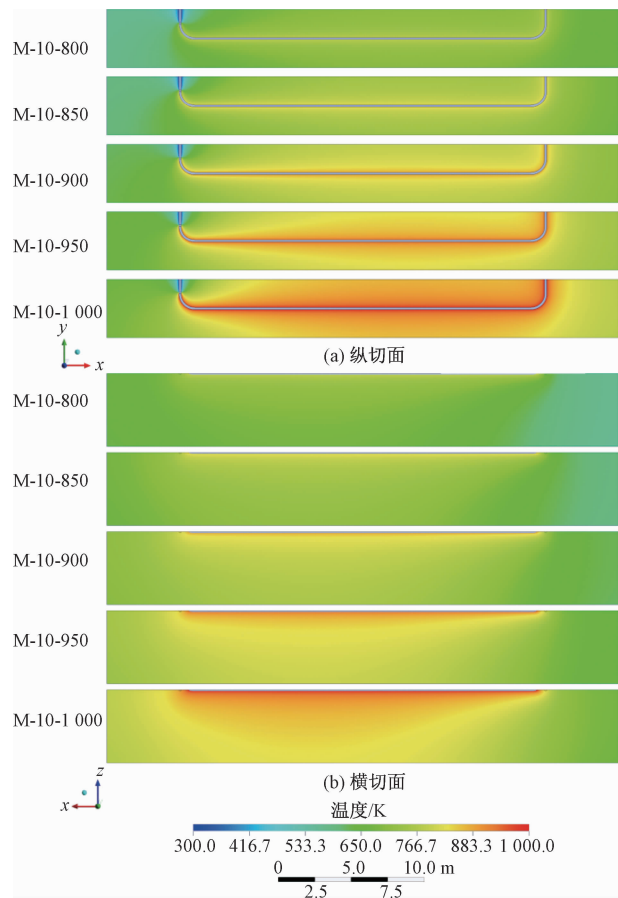


图 6 不同燃烧温度条件下各案例稳态温度场云图

燃烧温度条件下,当反应区达到稳态时,油页岩温度大于 300 ℃ 的体积相似,但各案例的温度分布不同,随着燃烧器燃烧温度的升高,高温体积的比例和达到有效产油的体积都在增大,说明高燃烧温度有利于把更多的油页岩加热到较高温度或产油温度。从图 7 可知,随着燃烧温度从 800 ℃ 升高到 1 000 ℃,日增和累计有效产油体积都显著增大,尤其是在反应后期。对于 M-10-800 案例,在注气 15 年后,虽然大于 300 ℃ 的油页岩体积已达到稳态时的 68%,但有效产油体积只是稳态时的 36%;随着燃烧温度的升高,不仅 $\eta_{>300\text{ }^{\circ}\text{C}}$ 和 η_{oil} 都增大,而且

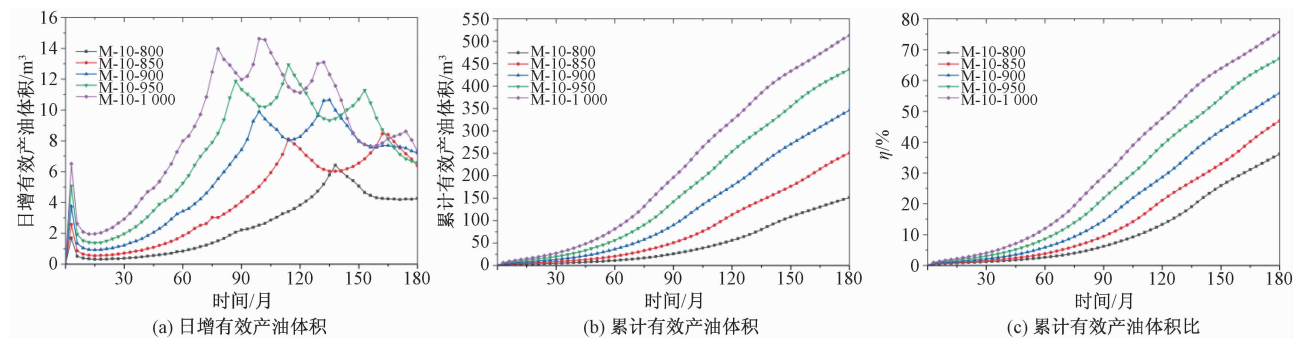


图 7 不同燃烧温度各案例的日增和累计有效产油体积以及累计有效产油体积比

二者的差也在明显减小,M-10-1 000 案例在注气 15 年后 $\eta_{>300\text{ }^{\circ}\text{C}}$ 和 η_{oil} 分别达到了 92%和 76%。这是因为燃烧器的燃烧温度越高,产生的热量越高,流经烟气携带到地层中的热量就越多,从而使油页岩达到产油温度的体积越大、速率越快。此外,从图 7 可知,所有案例初期达到的产油体积都非常小,前 30 个月的累计有效体积未达到稳态时的 5%,说明前期油页岩被加热的速度非常慢。在注气 15 年后,各案例的有效产油体积都未达到稳态条件,但日增有效产油体积已过高峰开始下降,说明需要达到稳态有效产油体积,仍需很长一段时间。日增有效产油体积在高峰周围的波动主要与各个温度段出现峰值的时间不同有关。

2.2.2 烟气流速

图 8 为不同烟气流速下各案例稳态温度场的纵切面和横切面云图。图 9 为燃烧温度为 900 ℃ 时,不同流速的烟气加热油页岩过程中的日增和累计有效产油体积以及累计有效产油体积比图。从表 2、图 8 和图 9 可知,随着烟气流速的增大,稳态温度场云图几乎无差异,日增和累计有效产油体积虽有所增大,但不显著,尤其是在流速超过 10 m/s 后。这主要是因为烟气的温度是由燃烧器的燃烧温度决定的,当燃烧温度固定时,增大烟气流速会提高热量传递到地层的效率但不会增大传递到地层中的总热量。因此在实际工况中,需要慎重考虑烟气流速。

2.3 地层形变分析

图 10 为 M-10-900 案例注气开采过程中地层总形变云图。从图 10 可知,注气开采过程中,油页岩地层的变形主要集中在注气井与生产井以及水平井包围的部分。在连续注气燃烧加热 1 年后,油页岩地层中的最大变形量为 3.4 cm,位于生产井附近,这是由于水平井造成的热流体短路使生产井周围的油页岩首先被加热并发生热应变;随后随着开

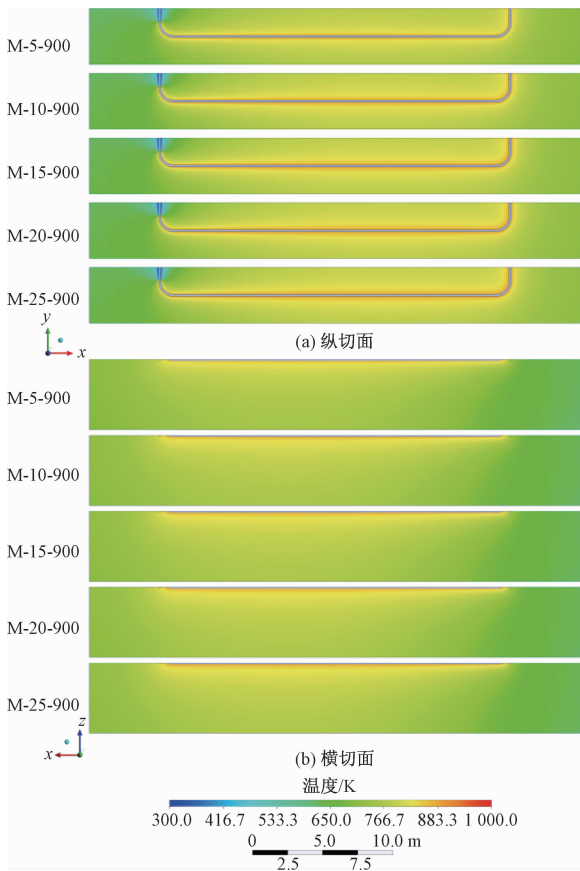


图 8 不同烟气流速各案例稳态温度场云图

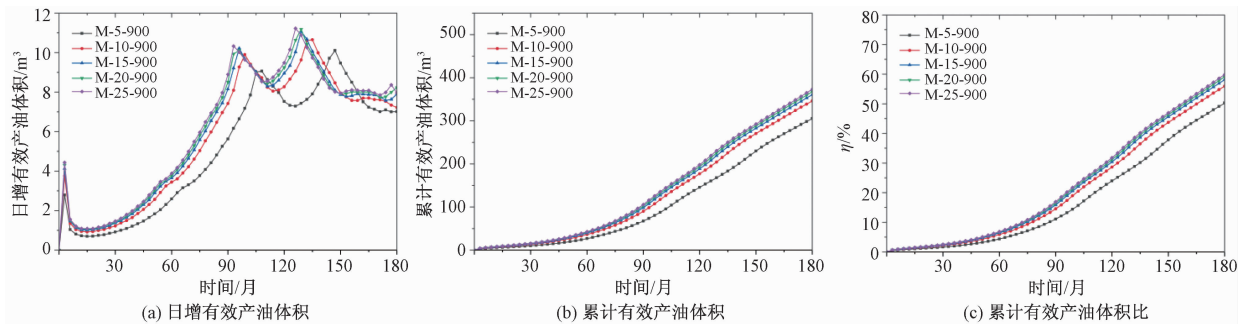


图 9 不同烟气流速各案例的日增和累计有效产油体积以及有效加热体积比

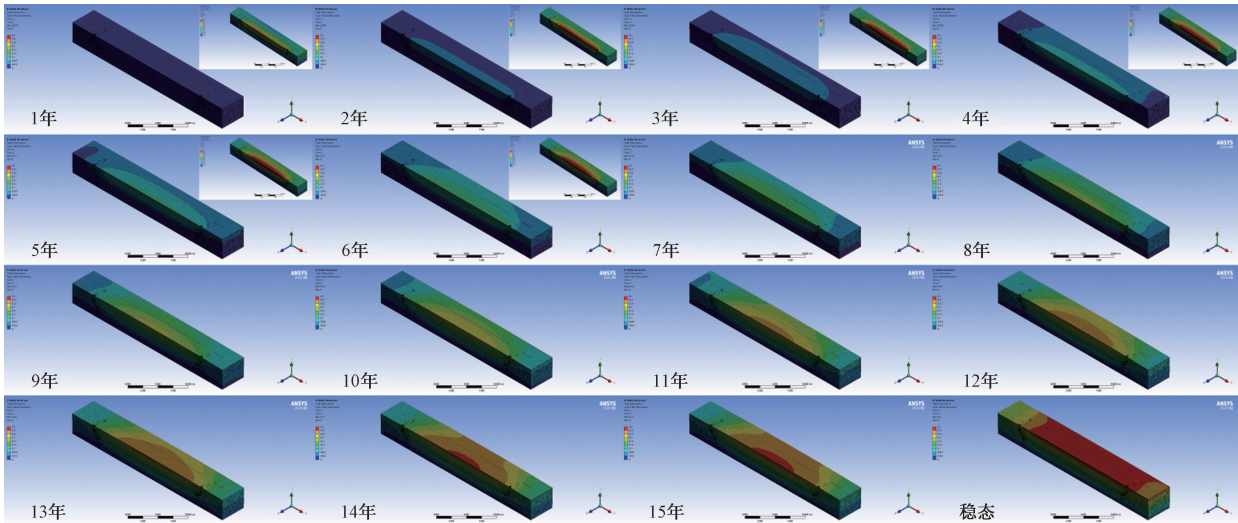


图 10 M-10-900 案例注气开采过程中地层变形云图

采时间的推移,地层的最大变形量和变形区域都逐渐增大,且变形量最大的区域从生产井逐渐向注气井方向延伸;第 5 年起,地层的最大变形量开始集中在两井之间,且最大变形量以 2~3 cm/年的增量持续增长直到第 12 年。第 12 年到第 15 年,最大变形量不在显著增大,保持在 26~27 cm,但发生最大变形量的变形区域在显著增大。此外,从图 10 可知,在注气开采达到稳态时,油页岩地层的最大变形量为 30 cm,但最大变形量几乎覆盖了整个油页岩顶面。与稳态变形相比,注气开采 15 年后,最大的变形量虽与稳态最大变形量相近,但其变形面积与稳态还有很大的差距,说明仍需要较长时间才能达到稳态。

从图 11 可知,注气井井底 A 点处变形量随注气时间增长线性增大,而生产井井底 B 点的变形量在注气 3 年后都大于注气井 A 点的变形量,这说明热流体对生产井的热冲击作用更大。A 点和 B 点在注气 15 年后的变形量分别为 8.8 cm 和 13.0 cm,在稳态时这两点处的变形量分别为 15.1 cm 和 17.7 cm。说明在长时间的开采过程中,油页岩地层的变形量可能会影响到井底设备的运转。

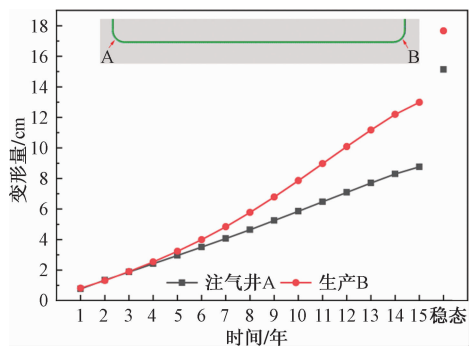


图 11 注气井与生产井井底与水平段连接处
变形量随时间的变化

3 结论

- 1)单井组大井距开采所需加热时间长,不益于获得经济效益。
- 2)水平井开采模式,由于气体通道过于流畅,易形成流体短路而不与地层发生热交换。
- 3)针对 IFCD 油页岩原位转化技术,提高燃烧器的燃烧温度可显著加快油页岩原位转化的进展。而单纯提高烟气的注入流速可能会提高热量传递效率但并不能加快反应进展。
- 4)在注气开采过程中,油页岩地层会发生形变;尤其是在长时间的开采过程中,地层的变形量是不容忽视的,在工艺设计和实际生产过程中需考虑注气井和生产井底的形变是否会影响到井底设备的正常运转。

参考文献

[1] 刘招君,董清水,叶松青,等. 中国油页岩资源现状[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2006,36(6):869-876.

[2] 钱家麟,王剑秋,李术元. 世界油页岩资源利用和发展趋势[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2006,36(6):877-887.

[3] BRENDOW K. Global oil shale issues and perspectives (Synthesis of the Symposium on Oil Shale held in Tallinn (Estonia) on 18 and 19November 2002)[J]. Oil Shale, 2003,20(1):81-92.

[4] SUN Y,BAI F,LÜ X,et al. A novel energy-efficient pyrolysis process:Self-pyrolysis of oil shale triggered by topochemical heat in a horizontal fixed bed[J]. Scientific Reports,2015,5.

[5] 白奉田. 局部化学法热解油页岩的理论与室内试验研究[D]. 长春:吉林大学,2015.

[6] SKLAREW D S,HAYES D J,PETERSEN M R,et al. Trace sulfur-containing species in the offgas from two oil shale retorting processes[J]. Environmental Science & Technology,1984,18(8):592-600.

[7] KANG Z,ZHAO Y,YANG D. Review of oil shale in-situ

conversion technology [J]. Apply Energy, 2020, 269: 115121.

[8] YU F,SUN P,ZHAO KA,et al. Experimental constraints on the evolution of organic matter in oil shales during heating;Implications for enhanced in situ oil recovery from oil shales[J]. Fuel,2020,261;116412.

[9] FOWLER T D,VINEGAR H J. Oil shale ICP-Colorado field pilots[C]//SPE western regional meeting,Society of Petroleum Engineers,2009;1-15.

[10] RYAN R C,FOWLER T D,BEER G L,et al. Shell's in situ conversion process-from laboratory to field pilots [M]. America,ACS Publications,2010;161-183.

[11] SYMINGTON W A,KAMINSKY R,MEURER W,et al. ExxonMobil's Electrofrac™ process for in situ oil shale conversion[M]. America,ACS Publications,2010: 185-216.

[12] LOONEY M,POLZER R,YOSHIOKA K,et al. Chevron's plans for rubblization of Green River Formation oil shale (GROS) for chemical conversion [C]//31st Oil Shale Symposium, Oil Shale Technology and Research Colorado,USA,2011;17-19.

[13] BURNHAM A K,DAY R L,HARDY M P,et al. AM-SO's novel approach to in-situ oil shale recovery[M]. America,ACS Publications,2010;149-160.

[14] WANG L,ZHAO Y,YANG D,et al. effect of pyrolysis on oil shale using superheated steam:A case study on the Fushun oil shale,China[J]. Fuel,2019,253;1490-1498.

[15] 方朝合,郑德温,刘德勋,等. 油页岩原位开采技术发展方向及趋势[J]. 能源技术与管理,2009(2):78-80.

[16] 赵金岷. 油页岩原位竖井压裂化学干馏提取页岩油气的方法及工艺:201310152533. 7[P]. 2014-03-26.

[17] 康志勤. 油页岩热解特性及原位注热开采油气的模拟研究[D]. 太原:太原理工大学,2008.

[18] FAN Y,DURLOFSKY L,TCHELEPI H. Numerical simulation of the in-situ upgrading of oil shale[J]. Spe Journal,2010,15(2):368-381.

[19] YANG H,DUAN Y. A feasibility study on in-situ heating of oil shale with injection fluid in China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering,2014,122;304-317.

[20] 马建雄,薛林福,赵金岷,等. 油页岩原位裂解开采温度场数值模拟与设计优化[J]. 科学技术与工程,2019, 19(5):94-103.

[21] 王英英,薛林福,孙旭. 油页岩原位开采中裂隙与井组相对位置及其产状对加热效果的影响[J]. 科学技术与工程,2019,19(35):141-147.

[22] 李玉博,薛林福,马建雄. 油页岩原位开采过程中孔隙度和渗透率变化数值模拟[J]. 科学技术与工程,2018,18 (34):43-50.

[23] 韩连福,李学鑫,刘兴斌. 薄层油页岩电加热原位改性温度场数值模拟[J]. 科学技术与工程,2021,21(20):8522-8526.

[24] 宋青磊,刘招君,胡菲,等. 松辽盆地扶余-长春岭地区上白垩统青山口组油页岩品质特征及意义[J]. 世界地质,

2016,35(2):487-494.

[25] 温志良,姜福平,钟长林,等. 松辽盆地东南隆起超大型油页岩矿床特征及成因[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2016,46(3):681-691.

[26] LIENHARD I J, LIENHARD V H. A heat transfer textbook[M]. Cambridge:Phlogiston Press,2020.

[27] ROHSENOW W M, HARTNETT J P, CHO Y I. Handbook of heat transfer[M]. New York: McGraw-Hill, 1998.

[28] HEWITT G F, SHIRES G, POLEZHAEV Y V. International encyclopedia of heat & mass transfer[M]. Florida: CRC Press, 1997.

Fluid-thermal-solid Coupling Simulation of Oil Shale In-situ
Pyrolysis by Horizontal Well Pattern

ZHAO Jinmin¹, CAO Dongfang¹, LIU Yumin^{1,2}, XING Shunfan¹

(1. The In-situ Conversion Demonstration Branch of State Center for Research and Development of Oil Shale Exploitation, Jilin Zhongcheng Oil Shale Group Co. ,Ltd. ,Changchun 130033,China; 2. College of Earth Sciences,Jilin University,Changchun 130061,China)

Abstract: The three-dimensional temperature field and formation deformation analysis of oil shale in-situ pyrolysis by horizontal well pattern was carried out by using fluid-thermal-solid coupling simulation. The evolution of temperature field and oil and gas products with increasing the production time under different combustion temperatures and gas injection flow rates were discussed. The deformation characteristics of oil shale formations were also analyzed. The results show that increasing the combustion temperature of the burner can significantly accelerate the in-situ conversion rate of oil shale. However, simply increasing the gas injection flow rate has little effect on the pyrolysis reaction progress. In addition, the formation deformation needs to be considered, especially the influence of the deformation of the bottom of the gas injection and production wells on the operation of the equipment at the bottom. The results provide data support for the oil shale in situ conversion development in China.

Keywords: oil shale; in-situ conversion; multi-field coupling numerical simulation; formation deformation