

原位注热开采下裂缝形态对油页岩层 热解影响分析

唐巨鹏^{1,2}, 张泉¹, 余泓浩¹, 赵亚茹¹

(1. 辽宁工程技术大学力学与工程学院, 123000 阜新;

2. 辽宁工程技术大学新能源研究中心, 123000 阜新)

摘 要:针对油页岩原位注热开采过程中裂缝形态对储层热解的影响效果不明,无法准确判断实际热解效率的难题。以抚顺油页岩储层为研究对象,采用数值模拟方法,建立了热-流-固三场耦合的数值模型,验证了模型的可靠性,探究油页岩2种裂缝形态(水力压裂裂缝、平行层理裂缝)注热开采过程的差异性,得到储层温度、注汽压力、地层垂直位移及上下岩层温度随注热时间变化规律。结果表明:在平行层理裂缝中油页岩储层存在多条热解路径,而水力压裂裂缝中油页岩储层基于网状高温通道均匀热解;水力压裂裂缝相较于平行层理裂缝具有更好的连通性,仅需50 d油页岩层平均温度可以达到有机质热解所需温度;开采结束后,平行层理裂缝与水力压裂裂缝模型地层最大垂直位移分别为0.14、0.12 m,距离注热井越近的岩层垂直位移越大;上下岩层由于油页岩层热量逸散所形成的高温($>100\text{ }^{\circ}\text{C}$)区域面积分别为521.11、650.93 m^2 ,水力压裂裂缝模型热量损耗更多。现场油页岩原位注热开采时需合理调节注热时长并使水力裂缝远离油页岩储层上下边界,避免高温高压蒸汽热量耗散。

关键词:油页岩;原位注热开采;裂缝形态;平行层理裂缝;水力压裂裂缝

中图分类号: O35; TD83 **文献标志码:** A **DOI:** 10.11776/j.issn.1000-4939.2026.01.020

文章编号: 1000-4939(2026)01-0213-11 **CSTR:** 32414.14.cjam.issn.1000-4939.2026.01.020

Effect of fracture morphology on pyrolysis of oil shale layer under in-situ heat injection mining

TANG Jupeng^{1,2}, ZHANG Xiao¹, YU Honghao¹, ZHAO Yaru¹

(1. School of Mechanics and Engineering, Liaoning Technical University, 123000 Fuxin, China;

2. New Energy Research Center, Liaoning Technical University, 123000 Fuxin, China)

Abstract: In view of the problem that the influence of fracture morphology on reservoir pyrolysis during in-situ thermal injection and exploitation of oil shale is unknown, and the actual pyrolysis efficiency cannot be accurately judged. Taking Fushun oil shale reservoir as the research object, a numerical simulation method was used to establish a numerical model of thermal-fluid-structure coupling, which compared with the pre-

收稿日期: 2023-11-14

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(No. 51874165); 辽宁省兴辽英才计划资助项目(No. XLYC1902106)

通信作者: 唐巨鹏, 教授. E-mail: tangjupeng@lntu.edu.cn

引用格式: 唐巨鹏, 张泉, 余泓浩, 等. 原位注热开采下裂缝形态对油页岩层热解影响分析[J]. 应用力学学报, 2026, 43(1): 213-223.

TANG Jupeng, ZHANG Xiao, YU honghao, et al. Effect of fracture morphology on pyrolysis of oil shale layer under in-situ heat injection mining [J]. Chinese journal of applied mechanics, 2026, 43(1): 213-223.

vious results to verify the reliability of the model, explore the difference in the heat injection and exploitation process of the two fracture morphologies (hydraulic fracturing fracture and parallel stratum fracture) in oil shale, and obtain the variation law of reservoir temperature, steam injection pressure, vertical displacement of formation and upper and lower rock layer temperature with heat injection time. The results show that there are multiple pyrolysis paths in oil shale reservoirs in parallel fractures, while oil shale reservoirs in hydraulic fracturing fractures are uniformly pyrolyzed based on network high temperature channels. Compared with parallel fractures, hydraulic fracturing fractures have better connectivity, and the average temperature of oil shale layer can reach the temperature required for organic matter pyrolysis in only 50 days. After the end of mining, the maximum vertical displacement of parallel strata fracture and hydraulic fracturing fracture model strata was 0.14 m and 0.12 m, respectively, and the vertical displacement of the rock layer closer to the heat injection well was greater. The areas of high temperature ($>100\text{ }^{\circ}\text{C}$) formed by the heat dissipation of oil shale layer in the upper and lower rock formations are 521.11 m^2 and 650.93 m^2 , respectively, and the heat loss in the hydraulic fracturing fracture model is more. During the in-situ heat injection exploitation of on-site oil shale, it is necessary to reasonably adjust the heat injection time and keep the hydraulic cracks away from the upper and lower boundaries of the oil shale reservoir to avoid high temperature and high pressure steam heat dissipation.

Key words: oil shale; in-situ heat injection mining; crack morphology; parallel bedding fractures; hydraulic fracturing crack

石油为不可再生能源, 社会快速发展所带来的损耗, 导致石油的供应量不断减少, 成本日益增加。所以页岩气、油页岩等非常规油气资源得到各国高度重视^[1-3]。截至目前, 世界范围内已经探明的油页岩储量巨大, 中国已经探明的油页岩资源约 7 199 亿吨, 储量居世界第二位^[4-5]。如今各国开采油页岩的主要方式为地面干馏法, 但此方法开发成本高, 对埋藏深的油页岩并不适用, 并且干馏后产生的废渣难以处理^[6], 对环境危害极大。导致油页岩仍无法大规模替代常规油气资源。油页岩原位转化技术是一种新兴的开采方式, 因其绿色环保、开采成本低等优势, 未来将成为油页岩开采的主要方式^[7-9]。高温高压蒸汽对流加热的油页岩原位转化技术 (oil shale in-situ conversion technology, MTI) 更适用于中国范围内油页岩储层的开采^[10]。油页岩原位注热开采需要先水力压裂改造储层, 水力压裂后, 油页岩储层产生大量贯通连接的裂缝, 水力压裂裂缝破裂方向复杂, 而油页岩储层热解过程中产生的新裂缝方向主要以沿层理方向为主。图 1 为 MTI 技术示意图。原位注热开采过程中储层温度、地层沉降量和上下覆岩受温度影响区的变化规律, 是制约 MTI 技术能否成功应用于工程实际的前提^[11-12]。

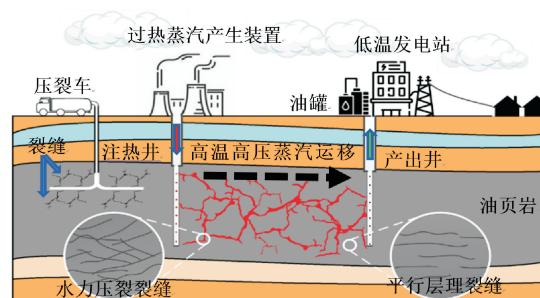


图 1 MTI 技术示意图

Fig. 1 MTI technical diagram

目前油页岩原位转化技术主要有传导加热、对流加热^[13]、辐射加热 3 种加热方式。基于这 3 种加热方式, 各学者根据全球各地区的油页岩现场数据开展了大量的数值模拟研究。HAN 等^[14]对中国东北地区的油页岩电加热原位转化过程进行了数值模拟, 得出不同加热时间下油页岩的转化速率。韩连福等^[15]通过 ANSYS 软件建立了薄层油页岩电加热数值模型, 阐述了电加热方式下薄层油页岩 5 年之内的温度场分布情况, 结果表明, 薄层油页岩加热 3 年可以使利益最大化。ZHU 等^[16]建立了电磁-热-化学-水力全耦合有限元模型, 结果表明, 油页岩热解所需热量主要来源于微波激发和热解过程中化学反应焓。以上学者所做的数值模拟研究主要集中于电加热和微波加热。电加热本质上属于传导加热,

加热速率低、储层升温慢、开采年限长。微波加热本质属于辐射加热,工艺不成熟、辐射范围有限。

MTI 技术可以有效提高储层加热速率,并且高温高压蒸汽可以携带热解产物从产出井产出,提高开采效率。王国营等^[17]使用控制变量法,运用数值模拟软件,对各向异性参数进行敏感性分析,观察其对油气产量的影响,研究发现渗透率的各向异性对油气产量影响最大。唐巨鹏等^[18]通过数值模拟,探究油页岩储层有效热解区的变化规律,结果表明,随着注热时间的增长,有效热解区面积和平均热解厚度经历了急剧增长阶段和缓慢增长阶段。YANG 等^[19]通过建立热-流-固-化数值模型,研究预制裂缝情况下,油页岩热解过程中温度分布和渗透率的变化规律,结果表明,裂缝前端和裂缝两侧的高温高渗区始终存在明显的突出特征。KANG 等^[9]通过数值模拟对 MTI 技术过程进行了分析,结果表明,蒸汽对流换热可以有效提高储层加热速率,缩短有机质热解时间,提升产物运移能力。

综合以上国内外学者的研究成果,发现现有数值模拟研究主要集中于油页岩热解过程中注热时长对温度场、渗流场的影响,缺少不同裂缝形态对油页岩热解过程影响的数值模拟研究。实际上,油页岩原位注热开采技术主要以裂缝为主要渗流通道来实现对储层的快速加热并决定了储层上下边界热量耗散规律。因此,以抚顺油页岩(含油率达 13.38%)为研究对象,采用数值模拟方法,建立了热-流-固三场耦合的数值模型,通过求解偏微分方程组实现多物理场的耦合,验证模型的可靠性。探究油页岩两种裂缝形态(水力压裂裂缝、平行层理裂缝)注热开采过程的差异性,得到储层温度、注汽压力及地层沉降量随注热时长变化规律,模拟结果可为抚顺油页岩原位注热开采提供科学参考。

1 模型建立及参数设置

油页岩储层埋藏深、原位开采技术复杂,导致难以在现场实现油页岩的大规模开采。深层油页岩开采过程数值模拟研究有耗时短、成本低等优势,可以为油页岩现场开采提供一定的理论依据。

1.1 随机裂隙生成

本研究随机模拟过程采用 Monte-Carlo 方法实现, Monte-Carlo 方法的理论依据是概率中的大数定

律,根据随机数(伪随机数)求解随机变量的方法。Monte-Carlo 产生随机数的基本方法如下。

1) 首先应用线性同余法(linear congruential generator, LCG)生成 $[0, 1]$ 区间均匀分布的随机数。

2) 应用抽样法生成符合其他分布的随机数。

利用 Matlab 软件,自行编入程序,具体裂隙网络模型的生成过程如下。

1) 确定裂隙生成域:确定生成裂隙的区域大小和形状,也就是生成域。

2) 确定裂隙参数:在生成域内,确定生成裂隙所需要的物理参数:裂隙方向、长度、张开度和位置。

3) 随机生成点和参数:在已知裂隙参数的前提下,随机生成点集并进行随机抽样,得到每个点上的裂隙参数。

4) 确定裂隙端点:通过裂隙参数和已知点的位置,计算出裂隙的端点坐标。

5) 迭代生成:将以上步骤迭代重复多次来生成多组随机裂隙。

6) 调整:对生成的裂隙端点坐标进行调整以符合实际场景的排列和分布情况。

7) 绘制:通过绘图工具将生成的随机裂隙可视化呈现出来。

1.2 几何模型

油页岩原位注热开采存在诸多不可控因素,本研究为简化数值模型达到更好的模拟效果。作出如下假设。

1) 忽略油页岩热解过程中发生的化学反应。

2) 开采过程中换热方式主要以对流加热为主,不考虑热辐射的影响。

3) 高温高压蒸汽的流动方向始终是由注热井流向产出井。

4) 动力黏度不随温度的变化而变化;认为在同一位置高温高压蒸汽和岩层温度相同。

5) 整个模型为连续介质模型。

以抚顺油页岩作为工程背景,表 1 为油页岩储层及顶底板岩层的物理参数。参考文献[9]数值模拟模型,模型主体构成:顶底板岩层各 15 m,中间油页岩层厚 25 m,油页岩层中随机生成的水力压裂裂缝和平行层理方向裂缝。模型中注热井和产出井深度均为 40 m。数值模拟模型如图 2 所示。

固体变形边界条件^[20]:模型顶部应力边界 $\sigma_y = -5$ MPa;模型两侧应力边界 $\sigma_x = -(6 + \gamma z)$ MPa;模型底部受到约束影响,位移为 0。

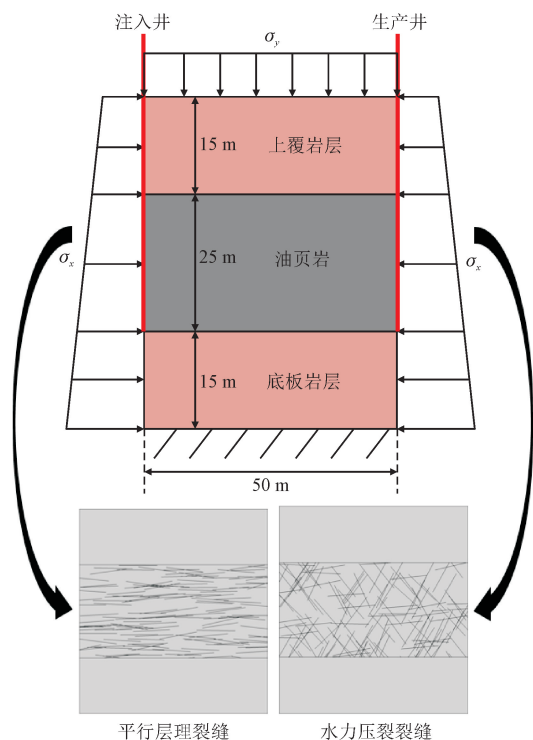


图2 数值模拟模型

Fig. 2 Numerical simulator

表1 数值模型参数

Tab. 1 Numerical model parameters

物理参数	油页岩	上部下部岩层	裂缝
孔隙度	0.09	0.04	0.43
渗透率/ m^2	4.8×10^{-15}	1.0×10^{-15}	3.2×10^{-13}
密度/ $(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	1.9×10^3	2.2×10^3	
热导率/ $(\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	0.75	0.43	
比热容/ $(\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	1.31×10^3	0.85×10^3	

渗流场边界条件:地层内部初始压力及产出井压力恒定 0.1 MPa,注入高温高压蒸汽的压力恒定 3 MPa,其余边界为不渗透边界。

温度场边界条件:地层内部初始温度为 20 °C,注入的高温高压蒸汽温度为 650 °C,其余边界为绝热边界。

整个流体渗流区域内,在高温度段是水蒸汽占优势,而低度段是水占优势。假设水蒸汽的相对饱和度为 S_g ,水的相对饱和度为 S_w ,两者满足: $S_g + S_w = 1$ 。

$$S_g = \frac{T - T_0}{T_1 - T_0} \quad (1)$$

$$S_w = 1 - S_g = \frac{T_1 - T}{T_1 - T_0} \quad (2)$$

式中: T_1 为高温蒸汽的初始温度; T_0 为原始地层温度; T 为地层内某一位置的温度,其大小介于 T_1 和

T_0 之间^[17]。

渗流与应力的关系公式为

$$k_1 = k_0 e^{-\alpha \sigma_n} \quad (3)$$

式中: k_1 为裂缝渗透系数; k_0 为 σ_n 时渗透系数; σ_n 为裂缝面法向应力; α 为耦合系数,取 $0.2 \times 10^{-6} \text{ Pa}^{-1}$ 。

1.3 控制方程

应力场方程为

$$\sigma_{ij,j} + F_i = 0 \quad (4)$$

式中: $\sigma_{ij,j}$ 为应力二阶张量,MPa; F_i 为体力,kN。

连续性方程为

$$\frac{\partial(n\rho_1)}{\partial t} + \nabla(\rho_1 v) = 0 \quad (5)$$

式中: ρ_1 为基质密度, kg/m^3 ; v 为水流速度, m/s ; t 为时间, s 。

渗流场方程为

$$\frac{\partial(n\rho_2)}{\partial t} + \nabla(\rho_2 v) = q_m, \quad v = -\frac{k}{\mu} \nabla P_{\text{inj}} \quad (6)$$

式中: ρ_2 为水的密度, kg/m^3 ; q_m 为深层地热层中饱和流由压力驱动的流量; P_{inj} 为注汽压力,kN; k 为多孔介质及裂缝渗透率, m^2 ; μ 为动力黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

温度场方程为

$$d_z(\rho_2 C_p)_{\text{eff}} \frac{\partial T_2}{\partial t} + d_z \rho_2 C_p v \nabla T_2 + \nabla q = d_z Q_r + q_0 + d_z Q_{\text{vd}} + d_z Q_{\text{geo}}, \quad q = -d_z k_{\text{eff}} \nabla T_2 \quad (7)$$

式中: d_z 为单位厚度, m ; 下标 eff 表示等效物性; T_2 为过热蒸汽温度, °C; q 为导热通量; Q_r 为热源; q_0 为内向热通量; Q_{vd} 为黏性耗散热源; Q_{geo} 为基质初始热源; k_{eff} 为等效渗透率。

1.4 可靠性验证

为验证油页岩热流固耦合模型,选取一个双裂缝注热开采三维模型^[20]。

模型中部为 1 个 60 m 厚的油页岩层,油页岩层上下有 2 个 20 m 厚的泥岩层顶底板,油页岩岩层内有 2 条 0.5 m 宽水力裂缝,油页岩中间 50 m 为注热范围。固体变形场边界条件: $x=50$ 面应力边界为 $\sigma_y = -(6+\gamma z)$; $y=50$ 面应力边界为 $\sigma_x = -(6+\gamma z)$; $z=50$ 面应力边界为 $\sigma_z = -5 \text{ MPa}$ 。渗流场边界条件:地层初始压力为 0.1 MPa,注入井压力固定为 3 MPa,生产井压力固定为 0.1 MPa,顶板和底板为低渗透泥

岩层,上下边界为不透水边界。温度场边界条件:初始地层温度为 20 ℃,注入井温度固定在 600 ℃,其余边界均为自由边界。

将其简化为图 2 所示相同尺寸的双裂缝二维数值模型进行对比,计算得到油页岩储层平均温度随时间变化规律。模拟结果如图 3 所示。

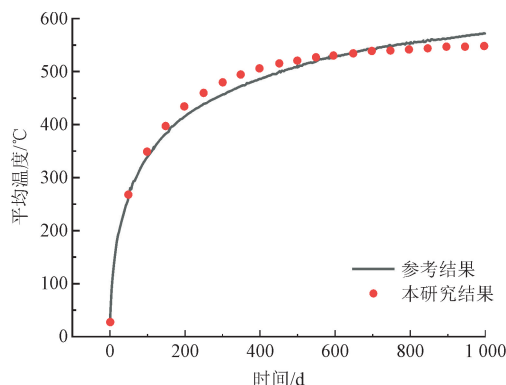


图 3 数值模型可靠性验证

Fig. 3 Numerical model reliability verification

注热前期,温度计算误差小,随注热时间增加,注热中期平均温度计算误差最大,最大误差为 3.94%。本研究数值模型的准确性能够满足油页岩原位注热开采模拟的要求。

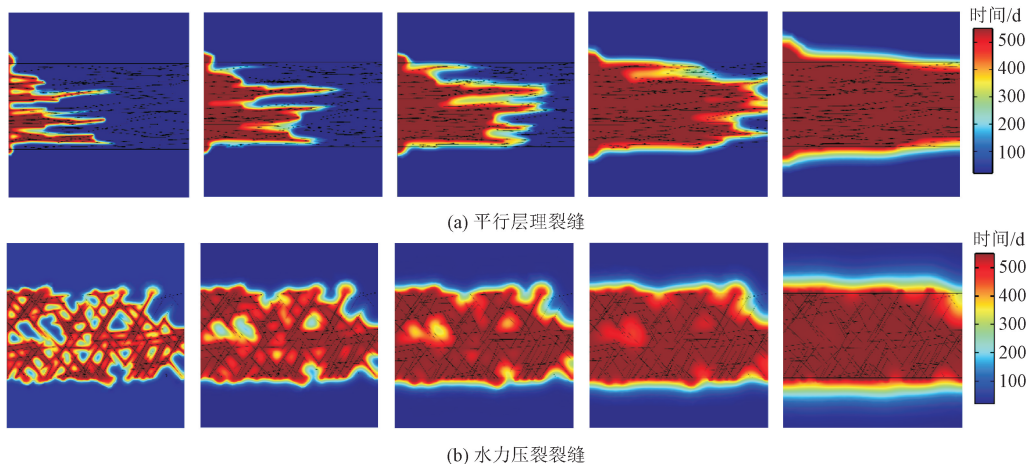


图 4 10 d、30 d、60 d、120 d、365 d 温度变化云图

Fig. 4 Temperature change clouds of 10 d, 30 d, 60 d, 120 d and 365 d

高温区呈网状分布在整個油页岩储层,夹杂着大量未能快速升温的区域。水力压裂裂缝分布较为密集的地方,部分上下岩层受到高温影响,温度上升迅速。

注热 30 d 和 60 d 时,平行层理裂缝模型中,原有 3 条主要热解路径由于高温高压蒸汽不断注入,继续向右侧扩张。裂缝中高温高压蒸汽向裂缝周边区域不断侵袭,达到了有机质的热解温度。注热井附近的油页岩储层,均已经达到热解温度。上下岩

2 模拟结果及分析

2.1 注热过程中温度分布规律

油页岩热解过程中升温速率主要取决于油页岩层的渗透性能。对油页岩层使用对流加热技术进行原位开采的过程中,高温高压蒸汽中的水分被油页岩吸收,在油页岩内部产生巨大的膨胀应力,导致油页岩破裂,油页岩内部孔隙数量增加^[21-22],提高油页岩层的渗透率^[23-24]及孔隙连通性。

平行层理裂缝模型和水力压裂裂缝模型中油页岩层注高温高压蒸汽过程温度随时间变化规律如图 4 所示。

注热 10 d 时,平行层理裂缝模型中,高温高压蒸汽从注热井流出,沿着裂缝快速移动。在具有高渗透性能的 3 个狭长裂缝区域形成主要热解路径。油页岩基质的渗透率远小于裂缝的渗透率,导致 3 条主要热解路径中间区域升温缓慢。注热井附近上下岩层有少部分热量损失。水力压裂裂缝模型中,交叉密集的裂缝为高温高压蒸汽提供了良好的运移通道。

层受高温影响区域仍局限于注热井附近,无较大扩张。水力压裂裂缝模型中,高温高压蒸汽沿着裂缝网加热附近的油页岩,高温区进一步扩大,低温区不断被压缩,仅存在部分面积较小的区域及产出井附近区域未达到有机质热解温度。

注热 120 d 时,平行层理裂缝模型中,高温区于水平面贯穿了油页岩层,产出井附近少数油页岩达到热解温度。主要热解路径之间区域大部分达到热解温度,各个热解区相互连通。水力压裂裂缝模型

中,大部分油页岩储层均达到热解温度,仅存产出井附近少部分油页岩仍未达到热解温度。由于水力压裂裂缝走向的随机性,上下岩层处存在着较多条裂缝,导致热量损耗严重。

注热 365 d 时,平行层理裂缝模型和水力压裂裂缝模型中,油页岩储层均达到有机质的热解温度。上下岩层均受到不同程度的高温影响。平行层理裂缝模型中,从注热井到产出井,上下岩层受到的高温影响越来越小。水力压裂裂缝模型中,上下岩层受到高温影响较为均匀,热量损耗更为严重。

对比 2 种裂缝形态模型温度云图可以看出,油页岩储层温度场分布与高温高压蒸汽在储层中运移路径密切相关,温度场边缘存在快速降温带^[20]。相同时间内,水力压裂裂缝的高温区域比平行层理裂缝的高温区域面积更大。平行层理裂缝模型中油页岩储层主要沿多条主要路径热解;水力压裂裂缝模型中油页岩储层沿高温高压蒸汽形成的高温网均匀热解。高温高压蒸汽通过连通裂缝迅速热解油页岩储层,裂缝控制高温高压蒸汽热解路径。水力压裂裂缝模型中高温高压蒸汽热量损耗高于平行层理裂缝模型。

图 5 为平均温度随注热时间变化的规律图,分别对平行层理裂缝和水力压裂裂缝 2 种裂缝形态进行分析。

平行层理裂缝模型运行 10 d 时,油页岩层高温区域主要分布在注热井及裂缝周围,其他区域的温度都在 400 °C 以下,此阶段为地层的预热阶段,只产出少量的油和气。模型运行 10~60 d,高温区在地层中不断扩张。模型运行 60~120 d,油页岩层大部分区域温度皆达到 500 °C。油页岩内部有机质的主

要热解温度范围在 400~500 °C 之间,此阶段发生热解反应产出大量的油和气。模型运行 120~365 d,油页岩层所有区域温度皆达到 500 °C,此阶段注热前期的热解产物沿着裂缝从产出井排出^[25]。

水力压裂裂缝模型中,注热 50 d 时,油页岩层的平均温度达到油页岩内部有机质的热解温度,此刻大部分油页岩开始热解,产出油和气。此后为缓慢升温阶段,直至整个油页岩储层全部热解。

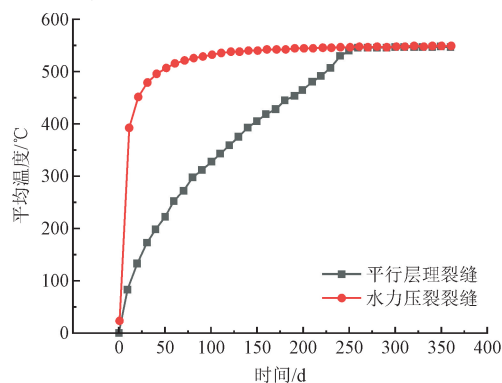


图 5 平均温度随注热时间变化规律

Fig. 5 The variation of average temperature with heat injection time

造成这种情况的原因是水力压裂裂缝的连通性优于平行层理裂缝的连通性。更好的裂缝连通性具有更高的渗透率,可以使高温高压蒸汽迅速加热整个油页岩层,更快达到油页岩的热解温度,大幅缩减油页岩层的开采时间,节约时间成本。在进行水力压裂操作时,应尽可能提高裂缝的连通性,使油页岩层迅速达到有机质热解温度。

2.2 注热过程中注汽压力分布规律

图 6 为双裂缝模型注热过程中压力变化云图。

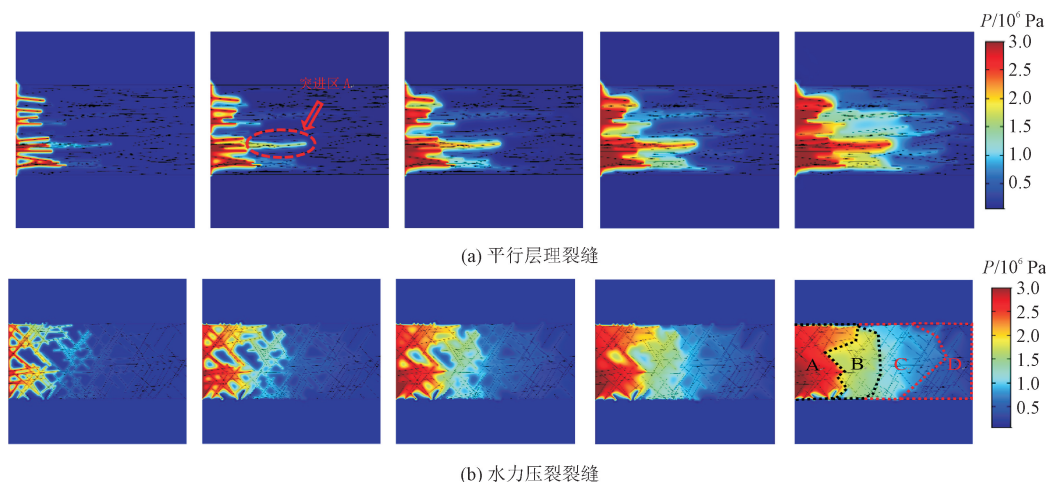


图 6 10 d、30 d、60 d、120 d、365 d 压力变化云图

Fig. 6 10 d, 30 d, 60 d, 120 d and 365 d pressure change cloud

进行油页岩原位注热开采之前,油页岩储层渗透性差,需对油页岩进行水力压裂处理,形成水力压裂裂缝提高油页岩的渗透性能。在注热开采过程中,油页岩由于高温蒸汽对流加热的作用,内部有机质热解形成油和气^[26-27],油页岩破裂形成平行于层理的裂缝。此模型通过预制层理缝和水力压裂裂缝探究油页岩热解过程中注汽压力的变化规律。

注热 10 d 时,平行层理裂缝模型已经初步形成了几部分高压区(图 6a)。模型中预制的层理裂缝为高温高压蒸汽提供了良好的渗流通道。高温高压蒸汽通入油页岩地层后,裂缝的渗透率远大于油页岩基质的渗透率,高温高压蒸汽沿裂缝快速移动加热周围的油页岩层,导致裂缝和注热井附近的压力快速增加。蒸汽在注入井附近地层的方向上具有高流速,而生产井附近由于压力梯度小而导致流速低^[20]。图 6(b) 中,水力压裂裂缝之间相互连通将油页岩层分割成大小不一的块状区域。在水力压裂裂缝模型中,高温高压蒸汽向产出井运移的速度更快,分布区域更广。

注热 30 d 时,平行层理裂缝模型中一部分高温高压蒸汽沿着原有渗流通道继续向右侧运移,扩大了压力区的面积,形成了明显的压力突进区 A。造成压力突进的原因为此处裂缝分布较为密集且相互之间连通,为高温高压蒸汽提供了极易通过的渗流通道。另一部分高温高压蒸汽逐步加热裂缝周边区域的油页岩。从图 6(b) 中可以看出,上下岩层处出现了高压区,由于其过低的渗透性能,相较于油页岩储层,存在明显的滞后性^[9]。水力压裂裂缝模型中,由于高温高压蒸汽不断注入,原本的低压区随着蒸汽的聚集,逐步变为高压区,整个高压区面积更广,新的低压区形成。水力压裂裂缝模型中高温高压蒸汽流动更为均匀,没有明显的突进区。

注热 60 d 和 120 d 时,平行层理裂缝模型中压力分布变化不大。高压区缓慢扩张,开采井附近形成了少量的低压区。上下岩层的高压区未发现明显扩张。水力压裂裂缝模型中,可以看出压力区面积增长速度放缓,注热井附近油页岩储层仍受到高温高压蒸汽带来的高压作用。油页岩储层中部存在两处低压力区,油页岩中部水力裂缝分散,水力裂缝间距远,高温高压蒸汽在油页岩储层中运移速度减慢,导致低压区面积收缩。

注热 365 d 时,平行层理裂缝模型中压力区向产出井进行扩张,大部分油页岩储层注汽压力高于

初始值。值得注意的是,突进区 A 处的压力未继续沿层理方向增大,而是向裂缝两侧扩散,裂缝两侧压力较大,突进区 B 具有后发优势,其压力沿层理方向扩散范围高于突进区 A,但由于高温高压蒸汽沿层理裂缝向右侧突进使裂缝两侧压力值明显低于突进区 A。水力压裂裂缝模型中,油页岩储层形成了均匀分布的压力梯度区 A、B、C 和 D,从区 A 到区 D 压力逐渐降低,水力裂缝中高温高压蒸汽不分路径,同步热解油页岩储层,而平行层理裂缝中高温高压蒸汽由狭长突进区热解油页岩储层。

高温高压蒸汽压力随时间变化规律表明:层理裂缝模型中高温高压蒸汽热解油页岩储层存在突进区,后期压力梯度区分布不规律;水力压裂裂缝模型中高温高压蒸汽不分路径同步侵入油页岩储层,后期形成较为均匀压力梯度区。2 种裂缝模型中共有的特征:相互连通和高密度裂缝是高温高压蒸汽渗流的重要通道,有利于高温高压蒸汽在油页岩储层的高效渗透,当裂缝阻塞时,高温高压蒸汽向裂缝两侧流动,在裂缝两侧形成较高压力梯度。

2.3 注热过程中垂直位移变化规律

图 7(a)、图 7(b) 分别为含平行层理裂缝模型和水力压裂裂缝模型的油页岩层注高温高压蒸汽过程中垂直位移变化情况。在注热初期,仅云图左上角部分地层发生了微小的垂直位移。随着高温高压蒸汽的不断注入,注热井和产出井之间的地层由于受到温度场,渗流场,应力场耦合作用,发生了较大的膨胀变形。整个地层的垂直位移面积随着注热时间的增大而增大。

含平行层理裂缝地层的平均垂直位移和最大垂直位移随注热时间的变化规律如图 8 所示。在注热 0~40 d,地层的平均垂直位移和最大垂直位移增长速率较大,原因是裂缝的存在可以使高温高压蒸汽的运移速度加快,导致加热井附近区域的油页岩迅速达到热解温度,高温使油页岩发生热破裂^[28],进一步提高油页岩的渗透性。在多物理场作用下,地层发生垂直位移。

随着高温高压蒸汽的不断注入,地层垂直位移的增长速率逐渐趋于平缓。

图 9 是含水力压裂裂缝地层的平均垂直位移和最大垂直位移随注热时间的变化情况。在 0~50 d 期间,地层的平均垂直位移和最大垂直位移快速增长,因为此时油页岩层处于快速升温阶段,在高温高

压蒸汽作用下油页岩不断热解,多场耦合作用下,使地层的平均垂直位移和最大垂直位移急剧增长。在

50 d 时,含平行层理裂缝地层的平均垂直位移和最大垂直位移分别为 0.040 2 m 和 0.102 3 m。

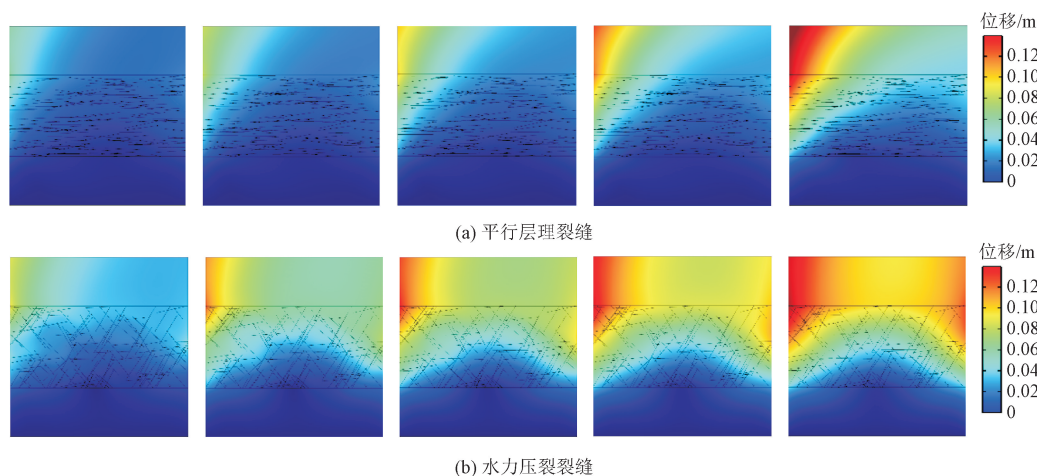


图 7 10 d, 30 d, 60 d, 120 d, 365 d 垂直位移变化云图

Fig. 7 Vertical displacement change nephogram of 10 d, 30 d, 60 d, 120 d and 365 d

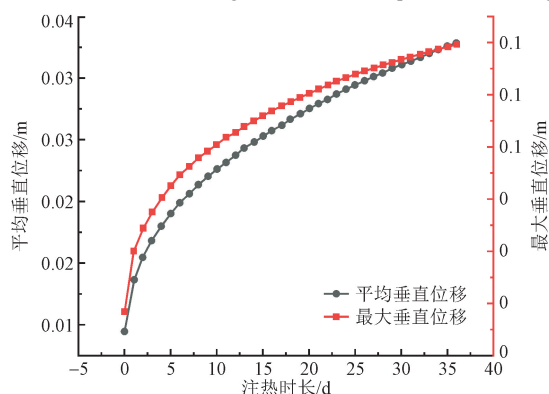


图 8 含平行层理裂缝地层的平均垂直位移和最大垂直位移随注热时间变化规律

Fig. 8 The average vertical displacement and the maximum vertical displacement of the formation with parallel bedding fractures vary with the time of heat injection

相较于 0~50 d 期间,50~365 d 期间平均垂直位移和最大垂直位移增长速度逐渐变缓。原因是在 0~50 d 阶段,大部分区域油页岩已经热解完成,而在 50~365 d 阶段,油页岩层处于缓慢升温阶段,这时,各物理场对地层的影响效果减弱,导致平均垂直位移和最大垂直位移增长速度放缓。并且通过对温度场和渗流场对比,发现位移场的变化趋势与两场一致。

最大垂直位移随注热时间变化规律如图 10 所示,与油页岩储层平均温度变化趋势基本相同。在注热初期,含水力压裂裂缝地层最大垂直位移已趋近最大值,注热后期无大幅度增长,最大值为 0.12 m。含平行层理裂缝地层的最大垂直位移增长速率随注热时间缓慢降低,最大值为 0.139 m。

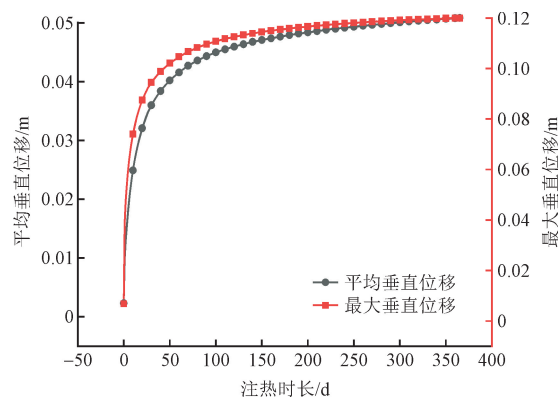


图 9 含水力压裂裂缝地层的平均垂直位移和最大垂直位移随注热时间变化规律

Fig. 9 The average vertical displacement and the maximum vertical displacement of the fractured formation with hydraulic fracturing change with the injection time

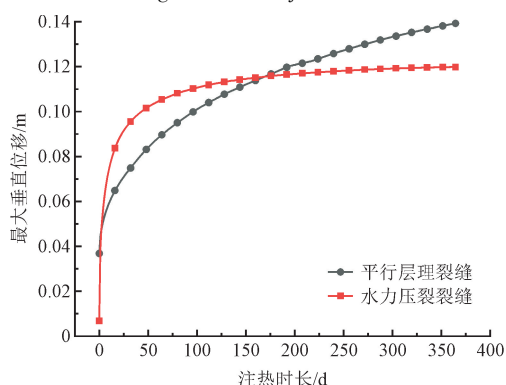


图 10 最大垂直位移随注热时间变化规律

Fig. 10 The variation of maximum vertical displacement with heating time

由于注热井长期处于高温状态,导致热应力的产生,使得此处垂直位移始终处于最大值水平。在

现场开采前,应考虑到岩层垂直位移带来的影响,对井群及周围岩层进行加固。

2.4 注热过程中上下岩层温度变化规律

图 11、图 12 为平行层理裂缝模型上、下岩层各温度区间面积随注热时间变化规律。

平行层理裂缝模型中上覆岩层和底板岩层的面积均为 750 m^2 。当注热结束后,上覆岩层中温度高

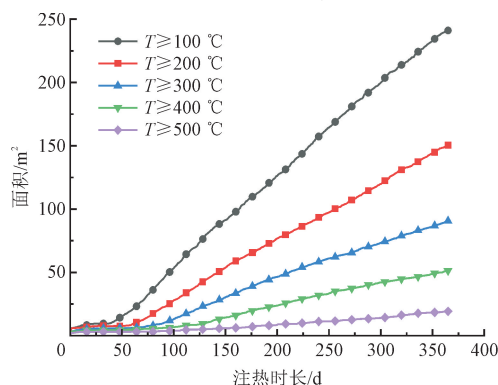


图 11 平行层理裂缝模型上岩层各温度区间面积随注热时间变化规律

Fig. 11 The variation law of the area of each temperature interval of the rock layer on the parallel bedding fracture model with the heat injection time

图 13、图 14 为水力压裂裂缝模型上、下岩层各温度区间面积随注热时间变化规律。水力压裂裂缝模型中上覆岩层和底板岩层的面积均为 750 m^2 。当注热结束后,上覆岩层中温度高于 $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 291.63 m^2 ;温度高于 $200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 183.6 m^2 ;温度高于 $300 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 112.95 m^2 ;温度高于 $400 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 60.21 m^2 ;温度高于 $500 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 21.59 m^2 。底板岩层中温度高于 $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 359.3 m^2 ;温

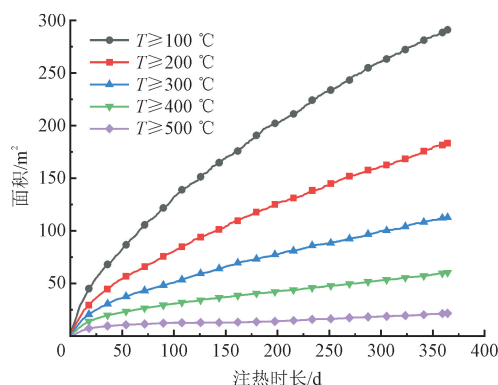


图 13 水力压裂裂缝模型上岩层各温度区间面积随注热时间变化规律

Fig. 13 The variation law of the area of each temperature interval of the rock layer on the hydraulic fracturing fracture model with the heat injection time

于 $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 241.51 m^2 ;温度高于 $200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 150.92 m^2 ;温度高于 $300 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 90.82 m^2 ;温度高于 $400 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 51.39 m^2 ;温度高于 $500 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 19.27 m^2 。

底板岩层中温度高于 $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 279.6 m^2 ;温度高于 $200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 173.65 m^2 ;温度高于 $300 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 101.75 m^2 ;温度高于 $400 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 52.79 m^2 ;温度高于 $500 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 14.15 m^2 。

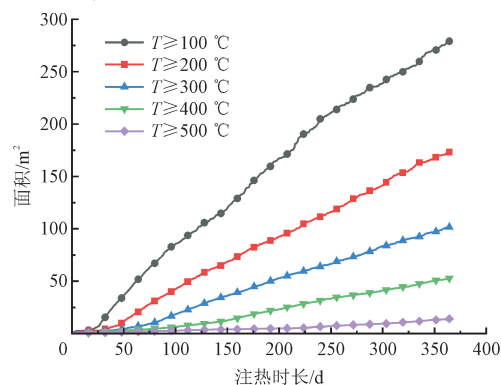


图 12 平行层理裂缝模型下岩层各温度区间面积随注热时间变化规律

Fig. 12 Under the parallel bedding fracture model, the area of each temperature interval of the rock layer varies with the heat injection time

度高于 $200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 235.62 m^2 ;温度高于 $300 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 153.69 m^2 ;温度高于 $400 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 87.38 m^2 ;温度高于 $500 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 的区域有 35.17 m^2 。无论是平行层理裂缝模型还是水力压裂裂缝模型,底板岩层的高温区域面积总是高于上覆岩层面积。原因是高温高压蒸汽受到重力的作用,底板岩层相较于上覆岩层凝聚了更高的热量,导致底板岩层升温更迅速,升温区域更广。

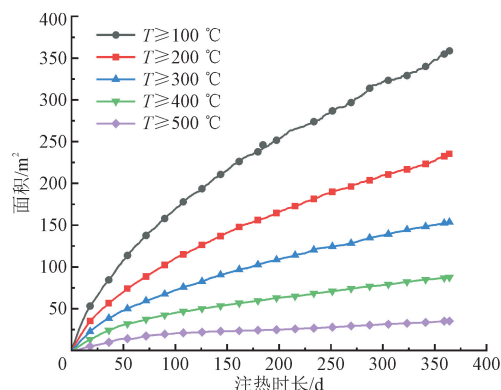


图 14 水力压裂裂缝模型下岩层各温度区间面积随注热时间变化规律

Fig. 14 Under the hydraulic fracturing fracture model, the area of each temperature interval of the rock layer varies with the heat injection time

水力压裂裂缝的上覆岩层和底板岩层的高温区域面积都比平行层理裂缝大。原因是水力压裂裂缝模型在上下岩层处具有较多的连通裂隙,为高温高压蒸汽创造了良好的运移通道。对上下岩层的加热方式主要以对流加热为主,同时伴有传导加热。平行层理裂缝模型在上下岩层处很少有连通的裂隙,对于上下岩层的加热更多是以油页岩为传热介质的传导加热为主^[29]。在整个注热过程中,水力压裂裂缝模型中油页岩层升温速度更快,也导致上下岩层受到的加热时间更久,最终的高温区域面积更大。

温度大于 100 °C 的面积为 S 。平行层理裂缝模型与水力压裂裂缝模型上覆岩层、底板岩层 S 随注热时间变化规律分别如图 15、图 16 所示。

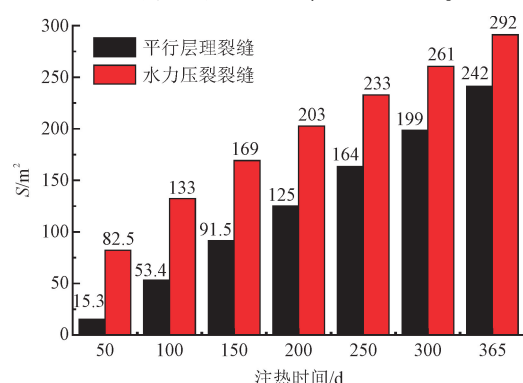


图 15 上覆岩层中 S 随注热时间变化规律

Fig. 15 Variation of S in overlying strata with heat injection time

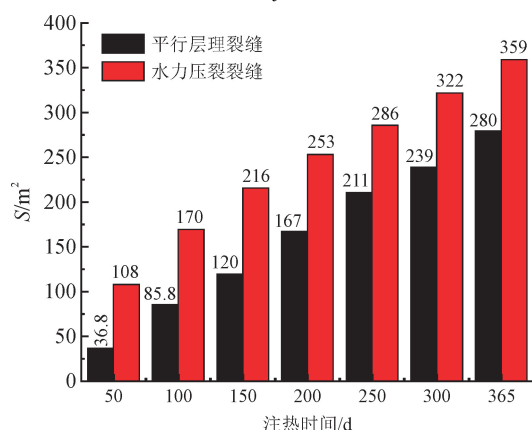


图 16 底板岩层中 S 随注热时间变化规律

Fig. 16 Variation of S in floor strata with heat injection time

由图可知,水力压裂裂缝模型相较于平行层理裂缝模型,上覆岩层、底板岩层受温度影响面积更广。水力压裂裂缝模型在注热过程中的热量损耗更为严重。在现场油页岩原位注热开采前,进行水力压裂操作时,应远离上覆岩层和底板岩层,避免过多的热量损耗。

3 结 论

根据抚顺油页岩开采过程中得到现场数据,建立油页岩原位注热开采数学模型,进行不同裂缝形态对油页岩热解过程的影响研究,得到以下结论。

1) 水力压裂裂缝相较于平行层理裂缝具有更好的连通性,高温高压蒸汽可以更快地充满整个油页岩层,从而加快开采进程。仅需要 50 d 时间,油页岩层的平均温度就已经达到有机质的热解温度。

2) 油页岩原位注热开采过程中,距离注热井越近的岩层垂直位移越大。整个热解过程结束后,平行层理裂缝与水力压裂裂缝模型地层平均垂直位移分别为 0.05、0.038 m。

3) 注热过程中,水力压裂裂缝模型上下岩层受温度影响的面积比平行层理裂缝模型大 10.07%。注热结束后,水力压裂裂缝模型上下岩层受温度影响面积 S 比平行层理裂缝模型大 8.7%,热量损耗更为严重,因此进行水力压裂操作时,应适当远离上下岩层,防止过多的热量损耗。

参考文献:

- [1] KANG Z Q, ZHAO Y S, YANG D. Review of oil shale in-situ conversion technology[J]. Applied energy, 2020, 269: 115121.
- [2] LIU Z J, MENG Q T, DONG Q S, et al. Characteristics and resource potential of oil shale in China[J]. Oil shale, 2017, 34(1): 15-41.
- [3] 刘德勋, 王红岩, 郑德温, 等. 世界油页岩原位开采技术进展[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 128-132.
LIU Dexun, WANG Hongyan, ZHENG Dewen, et al. World progress of oil shale in-situ exploitation methods[J]. Natural gas industry, 2009, 29(5): 128-132 (in Chinese).
- [4] 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.
LIU Zhaojun, DONG Qingshui, YE Songqing, et al. The situation of oil shale resources in China[J]. Journal of Jilin University (earth science edition), 2006, 36(6): 869-876 (in Chinese).
- [5] 柳蓉, 刘招君. 国内外油页岩资源现状及综合开发潜力分析[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2006, 36(6): 892-898.
LIU Rong, LIU Zhaojun. Oil shale resource situation and multi-purpose development potential in China and abroad[J]. Journal of Jilin University (earth science edition), 2006, 36(6): 892-898 (in Chinese).
- [6] NEI L, KRUUSMA J, IVASK M, et al. Novel approaches to bioindication of heavy metals in soils contaminated by oil shale wastes[J]. Oil shale, 2009, 26(3): 424-431.
- [7] 孙友宏, 郭威, 邓孙华. 油页岩地下原位转化与钻采技术现状及发展趋势[J]. 钻探工程, 2021, 48(1): 57-67.

- SUN Youhong, GUO Wei, DENG Sunhua. The status and development trend of in-situ conversion and drilling exploitation technology for oil shale[J]. Drilling engineering, 2021, 48(1): 57-67 (in Chinese).
- [8] ZHAO J, YANG L S, YANG D, et al. Study on pore and fracture evolution characteristics of oil shale pyrolysed by high-temperature water vapour[J]. Oil shale, 2022, 39(1): 79-95.
- [9] KANG Z Q, XIE H Y, ZHAO Y S, et al. The feasibility of in-situ steam injection technology for oil shale underground retorting[J]. Oil shale, 2020, 37(2): 119-138.
- [10] 太原理工大学. 对流加热油页岩开采油气的方法: CN200510012473. 4[P]. 2010-05-05.
- [11] KANG Z Q, ZHAO Y S, 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.
- [12] WANG L, YANG D, KANG Z Q, et al. Experimental study on the effects of steam temperature on the pore-fracture evolution of oil shale exposed to the convection heating[J]. Journal of analytical and applied pyrolysis, 2022, 164: 105533.
- [13] 康志勤, 李翔, 杨涛, 等. 基于传导、对流不同加热模式的油页岩孔隙结构变化的对比研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2018, 37(11): 2565-2575.
- KANG Zhiqin, LI Xiang, YANG Tao, et al. Comparisons of pore structures of oil shale upon conduction and convection heating[J]. Chinese journal of rock mechanics and engineering, 2018, 37(11): 2565-2575 (in Chinese).
- [14] HAN H, ZHONG N N, HUANG C X, et al. Numerical simulation of in situ conversion of continental oil shale in Northeast China[J]. Oil shale, 2016, 33(1): 45-57.
- [15] 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.
- HAN Lianfu, LI Xuexin, LIU Xingbin. Numerical simulation of temperature field in-situ modification of thin oil shale by electric heating[J]. Science technology and engineering, 2021, 21(20): 8522-8526 (in Chinese).
- [16] ZHU J Y, YI L P, YANG Z Z, et al. Numerical simulation on the in situ upgrading of oil shale reservoir under microwave heating[J]. Fuel, 2021, 287: 119553.
- [17] 王国营, 杨栋, 康志勤, 等. 原位注蒸汽开采横观各向同性油页岩储层的数值研究[J]. 太原理工大学学报, 2020, 51(1): 81-90.
- WANG Guoying, YANG Dong, KANG Zhiqin, et al. Numerical study on in-situ injecting superheated steam thermal recovery of transversely isotropic oil shale reservoir[J]. Journal of Taiyuan University of Technology, 2020, 51(1): 81-90 (in Chinese).
- [18] 唐巨鹏, 余泓浩, 张昕, 等. 油页岩原位注热开采储层有效热解区变化规律分析[J]. 计算力学学报, 2023, 40(3): 440-446.
- TANG Jupeng, YU Honghao, ZHANG Xin, et al. Analysis on variation of effective pyrolysis zones in reservoir by in-situ heat injection production of oil shale[J]. Chinese journal of computational mechanics, 2023, 40(3): 440-446 (in Chinese).
- [19] YANG D, ZHAO Y S, KANG Z Q. Numerical simulation of in situ exploitation of oil shale by injecting high-temperature steam[J]. Oil shale, 2019, 36(4): 483-500.
- [20] WANG G Y, YANG D, KANG Z Q, et al. Numerical investigation of the in situ oil shale pyrolysis process by superheated steam considering the anisotropy of the thermal, hydraulic, and mechanical characteristics of oil shale[J]. Energy & fuels, 2019, 33(12): 12236-12250.
- [21] SAIF T, LIN Q Y, BIJELJIC B, et al. Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis[J]. Fuel, 2017, 197: 562-574.
- [22] 耿毅德, 梁卫国, 刘剑, 等. 不同温压条件下油页岩孔隙结构演化试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2018, 37(11): 2510-2519.
- GENG Yide, LIANG Weiguo, LIU Jian, et al. Experimental study on the variation of pore and fracture structure of oil shale under different temperatures and pressures[J]. Chinese journal of rock mechanics and engineering, 2018, 37(11): 2510-2519 (in Chinese).
- [23] 王国营, 杨栋, 康志勤. 高温三轴应力作用下油页岩的渗透特征各向异性演化规律实验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2020, 39(6): 1129-1141.
- WANG Guoying, YANG Dong, KANG Zhiqin. Experimental study on anisotropic permeability of oil shale under high temperature and triaxial stress[J]. Chinese journal of rock mechanics and engineering, 2020, 39(6): 1129-1141 (in Chinese).
- [24] KANG Z Q, YANG D, ZHAO Y S, et al. Thermal cracking and corresponding permeability of Fushun oil shale[J]. Oil shale, 2011, 28(2): 273-283.
- [25] WANG L, YANG D, ZHAO Y S, et al. Evolution of pore characteristics in oil shale during pyrolysis under convection and conduction heating modes[J]. Oil shale, 2020, 37(3): 224-241.
- [26] KANG Z Q, ZHAO J, YANG D, et al. Study of the evolution of micron-scale pore structure in oil shale at different temperatures[J]. Oil shale, 2017, 34(1): 42-54.
- [27] 罗文彬, 马中良, 郑伦举, 等. 海相页岩成岩-成烃过程中孔隙结构的演变——来自热模拟实验的启示[J]. 石油学报, 2020, 41(5): 540-552.
- LUO Wenbin, MA Zhongliang, ZHENG Lunju, et al. Evolution of pore structure during diagenesis and hydrocarbon generation of marine shale: the inspiration from thermal simulation experiments[J]. Acta petrolei Sinica, 2020, 41(5): 540-552 (in Chinese).
- [28] 康志勤, 赵阳升, 孟巧荣, 等. 油页岩热破裂规律显微 CT 实验研究[J]. 地球物理学报, 2009, 52(3): 842-848.
- KANG Zhiqin, ZHAO Yangsheng, MENG Qiaorong, et al. Micro-CT experimental research of oil shale thermal cracking laws[J]. Chinese journal of geophysics, 2009, 52(3): 842-848 (in Chinese).
- [29] WANG L, ZHAO Y S, 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.

(编辑 张璐)