

# 富油煤钻井式地下原位热解提取煤基油气资源的几个关键问题

付德亮<sup>1</sup>, 段中会<sup>1</sup>, 杨甫<sup>1</sup>, 马丽<sup>1,2</sup>, 王振东<sup>1</sup>, 田涛<sup>1,3</sup>, 贺丹<sup>1</sup>

(1. 陕西省煤田地质集团有限公司 自然资源部煤炭资源勘查与综合利用重点实验室, 陕西 西安 710026; 2. 西安交通大学 电气工程学院, 陕西 西安 710049; 3. 陕西煤田地质油气钻采有限公司, 陕西 西安 710054)

**摘要:**富油煤是一种具有油气资源属性的特殊煤炭资源, 开发富油煤所蕴含的煤基油气资源, 实现煤炭这一高碳资源的低碳利用, 对于保障国家能源安全、实现“双碳”目标具有重要意义。钻井式富油煤地下原位热解是在工程钻井的基础上, 通过煤层人造裂缝, 实现多口钻井的连通, 然后利用电加热或气体热载体加热等技术加热煤层, 使富油煤热解产生油气资源, 并在抽采井完成油气采集。目前, 煤层加热方式、煤层热解温度、储层改造技术、热解油气的高效抽采等问题亟待解决。① 反应热加热、传导加热、辐射加热等在富油煤地下原位加热应用中均存在不同缺陷, 以气体热载体加热为主的对流加热方式更加适用, 但是针对不同的地质条件, 优选经济安全的载热流体, 营造高效的热解氛围尚需要开展针对性的研究工作。多种加热方式相互配合, 有望成为富油煤地下原位加热方法的突破方向。② 350~450 °C 是目前普遍较为认可的高效热解温度, 但是不同煤质特征以及不同热解氛围, 其相应的优势热解温度区间略有不同, 富油煤热解的化学热力学和动力学研究是科学预测热解温度的有效手段。③ 在储层改造方面, 水力压裂技术、超临界 CO<sub>2</sub> 压裂技术和液氮致裂技术, 在富油煤地下原位热解应用中均具有一定的适应性, 但同时不同程度的存在一些缺陷, 对于不同的地质条件而言, 需要做具体客观的评价方可确定相适应的技术手段。可控冲击波技术在岩层致裂方面具有高效可控的优势, 未来有望在本领域得到广泛应用。④ 富油煤热解产生的可燃气体以 CH<sub>4</sub>、H<sub>2</sub>、CO 为主, 同时伴随较高含量的 CO<sub>2</sub>, 易于直接抽采, 而热解油为高密度、高黏度的煤焦油, 其凝结温度高, 180 °C 以下便会大量凝结, 存在井筒堵塞的风险, 针对性的制定抽采井温压保持方案, 是提高热解产物抽采效率的关键所在。此外, 未来研究工作中, 有关富油煤地下原位热解地质工程一体化综合评价、原位热解反应进程监测、全过程数值模拟等系统性问题同样需要重点关注。

**关键词:**富油煤; 原位热解; 油气资源; 热解工艺; 综合评价

中图分类号: TQ530 文献标志码: A 文章编号: 0253-9993(2023)04-1759-14

## Key problems in in-situ pyrolysis of tar-rich coal drilling for extraction of coal-based oil and gas resources

收稿日期: 2022-02-14 修回日期: 2022-04-30 责任编辑: 钱小静 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2022.0183  
基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2022YFC2904301); 陕西省自然科学基金青年基金资助项目(2021JQ-953);  
陕西省自然科学基金基础研究计划资助项目(2022KJXX-24)

作者简介: 付德亮(1988—), 男, 甘肃敦煌人, 高级工程师, 博士。E-mail: fudl3513@foxmail.com

通讯作者: 段中会(1963—), 男, 陕西商南人, 教授级高级工程师, 硕士。E-mail: 1076156740@qq.com

引用格式: 付德亮, 段中会, 杨甫, 等. 富油煤钻井式地下原位热解提取煤基油气资源的几个关键问题[J]. 煤炭学报, 2023, 48(4): 1759-1772.

FU Deliang, DUAN Zhonghui, YANG Fu, et al. Key problems in in-situ pyrolysis of tar-rich coal drilling for extraction of coal-based oil and gas resources[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(4): 1759-1772.



移动阅读

FU Deliang<sup>1</sup>, DUAN Zhonghui<sup>1</sup>, YANG Fu<sup>1</sup>, MA Li<sup>1,2</sup>, WANG Zhendong<sup>1</sup>, TIAN Tao<sup>1,3</sup>, HE Dan<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Coal Exploration and Comprehensive Utilization, Ministry of Nature and Resources, Shaanxi Coal Geology Group Co., Ltd., Xi'an 710026, China; 2. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China; 3. Shaanxi Coal Geological Oil & Gas Drilling Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

**Abstract:** Tar-rich coal is a special coal resource with the property of oil and gas resources. Developing the oil and gas resources contained in the tar-rich coal is of great significance for ensuring energy security and realizing the goal of "dual carbon". In-situ pyrolysis of tar-rich coal is a new coal resource development technology. Through some artificial cracks in coal seams, multiple wells can be connected. The coal seam is then heated using some technologies such as electric heating or fluid heating to generate oil and gas resources from the pyrolysis of tar-rich coal. At present, some problems such as coal seam heating mode, optimal pyrolysis temperature, reservoir reconstruction technology and efficient extraction of pyrolysis oil and gas need to be urgently solved. ① There are some defects in the application of reaction heating, conduction heating, and radiation heating in the underground in-situ heating of tar-rich coal. Convection heating based on injection fluid heating is more suitable for the in-situ heating of tar-rich coal. According to different geological conditions, it is still necessary to carry out targeted research work for optimizing the economical and safe heat carrying fluid and creating an efficient pyrolysis atmosphere. The combination of various heating methods is expected to be the breakthrough direction of the underground in-situ heating method of tar-rich coal. ② At present, 350–450 °C is generally recognized as the efficient pyrolysis temperature. With different coal characteristics and different pyrolysis atmospheres, the corresponding dominant pyrolysis temperature range is slightly different. The methods of chemical thermodynamics and kinetics for the pyrolysis of tar-rich coal are effective means to predict pyrolysis temperature scientifically. ③ Hydraulic fracturing, supercritical CO<sub>2</sub> fracturing, and liquid nitrogen fracturing have some limitations for the in-situ pyrolysis of tar-rich coal. For different geological conditions, it is necessary to select the appropriate reservoir reconstruction scheme through specific objective evaluation. Controllable shock wave technology has the advantage of high efficiency and control in rock fracturing and is expected to be widely used in the in-situ pyrolysis process in the future. ④ The combustible gases produced by the pyrolysis of tar-rich coal are mainly CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, and CO, accompanied by a high content of CO<sub>2</sub>, which is easy to be directly extracted. The oil produced by pyrolysis is coal tar with high density and high viscosity, which will condense in large quantities below 180 °C. There is a risk of wellbore clogging and the key to improving the extraction efficiency of pyrolysis products is to formulate the temperature and pressure maintenance scheme of the extraction well. In addition, the systematic issues such as integrated geological engineering evaluation, in-situ pyrolysis reaction process monitoring, and the whole-process numerical simulation of tar-rich coal should also be focused on in the future research work.

**Key words:** tar-rich coal; in-situ pyrolysis; oil and gas resources; pyrolysis process; comprehensive evaluation

2020 年我国石油、天然气对外依存度分别达到 73% 和 43%<sup>[1-2]</sup>, 能源安全问题进一步凸显。党的十八大首次提出推动能源革命, 确保国家能源安全, 2020 年我国正式提出“30·60 双碳目标”, 为国家能源产业发展带来了新的要求<sup>[3]</sup>。“贫油、少气、相对富煤”的资源禀赋, 决定了煤炭在我国能源结构中的主体地位。煤炭资源作为保障国家能源安全压舱石的同时, 正在面临着“双碳”目标要求下降碳的重大挑战<sup>[4]</sup>。

富油煤是指低温干馏所得焦油产率大于 7% 的一种煤炭<sup>[5-6]</sup>。富油煤资源经过科学合理的热解, 能够转化产生丰富的煤焦油、煤热解气以及清洁无烟的半焦<sup>[1,7-8]</sup>。王双明等<sup>[1]</sup>指出:“富油煤不仅是煤, 更是煤基的油气资源。”通过富油煤热解, 提取国家紧缺的油气资源, 将实现煤基高碳资源的低碳利用。陕西省

富油煤资源量居全国之首, 富油煤资源量达 1 500 多亿 t<sup>[8]</sup>, 尤其是榆林地区, 按照 2020 年榆林地区年产煤炭资源 5.1 亿 t 换算, 每年所产煤炭资源若能充分利用, 可“再造一个大庆油田”。目前, 适用于富油煤的低碳开发技术主要有地面热解、井工热解以及钻井热解<sup>[1]</sup>。

富油煤钻井式地下原位热解是参照近年来国内外开展的油页岩地下原位热解所提出的一种煤炭资源原位热解技术。从非常规油气勘探开发的角度而言, 富油煤的勘探成本非常低, 对于部分地区, 大量前期煤田地质勘探资料就足以支撑其用于地下原位热解。同时, 该方法具有减少地面干馏工程、无需建设井下采掘巷道、可采煤炭深度范围大、降低碳排放、避免地表沉陷等诸多优点。类似的方法已经在油页岩

岩地下原位热解当中有了工程试验,并取得了一定的成果<sup>[9-16]</sup>。因此,富油煤地下原位热解提取煤基油气资源的发展前景值得期待。

但是,由于富油煤赋存地质条件及其自身理化性质与油页岩存在较大差异,用于油页岩地下原位热解的相关技术并不能直接在富油煤当中应用,尚存在一系列问题需要针对性的开展具体研究工作。主要包括煤层加热方式、确定热解温度、煤层造缝技术、热解油气的高效抽采、地质工程一体化综合评价、原位热解反应进程监测、全过程数值模拟等问题亟待解决。

## 1 煤层加热方式

富油煤钻井式原位热解提取油气资源,是通过钻井施工以及人工造缝等方法,使地下煤层形成贯穿通道,然后通过注入载热流体或电加热等方法,实现富油煤地下原位热解,并抽采热解所得油气资源(图1)<sup>[1,8]</sup>。该方法面临的首要问题就是如何给煤层加热。

就加热原理而言,煤层地下原位加热方式可以分为反应热加热<sup>[17]</sup>、传导加热<sup>[16,18]</sup>、对流加热<sup>[10-11,19-21]</sup>、辐射加热<sup>[22-23]</sup>等,相应的不同加热方式在从全球已报道有多种加热技术(表1)。其中,现已在油页岩地下原位热解实施现场工程试验的有原位燃烧加热、局部化学反应加热、ICP技术等,并且成功提取出了热解油气资源<sup>[9,15,24]</sup>。关于不同加热方式的具体技术原理及方法,已有大量的文献报道和分析<sup>[13,15,22-23,25-27]</sup>,本

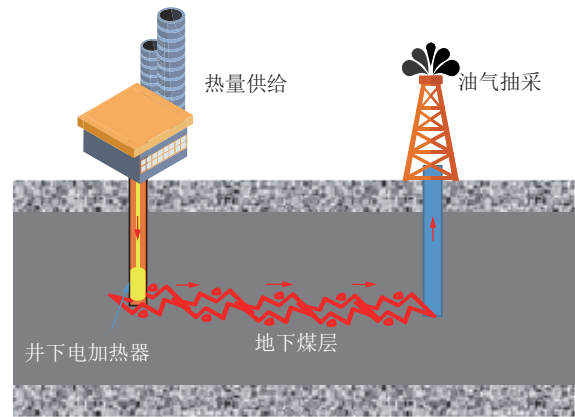


图1 富油煤钻井式原位热解示意

Fig.1 Schematic diagram of drilling in situ pyrolysis of tar-rich coal

文重点对不同加热方式的主要影响因素做具体分析。

### 1.1 反应热加热

反应热加热是基于地层有机质在氧化剂作用下发生氧化反应并放热的原理,实现对地层加热的目的<sup>[17,30]</sup>。在合理、有效的控制煤层氧化范围及氧化程度的前提下,能够极大的降低地下原位热解的能耗,但是由于煤层自身非均质性强,反应控制存在较大的困难<sup>[31-32]</sup>。另外,与油页岩相比,煤层内部矿物组分含量有限,这一方面有利于煤层的氧化发热,另一方面也增加了反应控制难度,尤其是在控制不良的情况下,如果发生地下煤层燃烧,煤层不会像油页岩矿物骨架继续对地层保持支撑作用,进而造成地表塌陷问题。

表1 不同加热技术的基本原理和主要特点及关键影响因素<sup>[28-29]</sup>

Table 1 Basic principles, main characteristics and key influencing factors of different heating technologies<sup>[28-29]</sup>

加热方式	工艺技术	基本原理	主要特点	关键因素
反应热加热	原位燃烧加热、局部化学反应技术	通过有机质原位氧化放热,实现地层加热的目的	加热快,功耗低但反应范围控制难	有机质氧化反应活性
传导加热	ICP技术、Electrofrac <sup>TM</sup> 、GFC技术	电阻直接加热富有机质岩层,并通过热量传导,从而将地层加热。	方式灵活、设备简单、易于控制,但传热慢,耗时长,易受地层水影响	地层导热系数、含水性
	HVF技术		加热快但加热距离短	
对流加热	CRUSH技术、CCR技术、IVE技术、MTI技术、NCW技术	在人工造缝的基础上,注入高温载热流体,从而加热岩层。	能效高,油气易产出,裂解气可循环利用,但热损失大	地层渗透性、含水性
辐射加热	RF/CF技术、LLNL射频技术、Microwave技术	利用高频电磁波辐射基础上的交变电场作用使得地层发热。	加热区域可选择,能量利用率高,但技术不成熟,能量传递范围有限	射频频率、煤质特征

### 1.2 传导加热

由于煤层内仅含有少量的矿物组分,与油页岩相比,煤层导热性更差。煤的导热系数受到煤化程度、水分、灰分、温度等因素的影响<sup>[30,33-37]</sup>,通常情况下,煤化程度越高、水分越大、灰分越高、煤体温度越高,

相应的导热系数越高,室温条件下,煤的导热系数仅为 $0.21\sim 0.27\text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ <sup>[35]</sup>。所以,传导加热方法在煤层当中容易造成局部过热现象,造成受热不均问题,很大程度上降低了传导加热方式在富油煤地下原位热解中的应用潜力。

### 1.3 对流加热

在地层人工造缝增渗的基础上,以气体热载体加热为主的对流加热方式,具有加热速度快、效率高的优势,并且在载热流体作用下,富油煤或油页岩热解产生的油气会随着流体的流动,相对更加容易采出井底<sup>[20-21,38]</sup>。但是这种方法很容易受到地层水和渗透性的影响,含水地层加热效率低,需要首先做好地层防水工作<sup>[20]</sup>。目前,已提出的载热流体包括高温 $N_2$ 、超临界 $CO_2$ 、过热水蒸气、近临界水、烃类气以及混合气等<sup>[15]</sup>,不同流体在实际应用中具有不同的优势。实际应用过程中,针对不同的地质条件和煤质特征,优选经济安全的载热流体,营造高效的热解氛围尚需要开展针对性的研究工作。

### 1.4 辐射加热

对辐射加热而言,虽然其能量利用率高,并且加热区域适用性广,但是现阶段其技术仍然不够成熟,尚处在技术研发期,其重点问题在于不同煤质特征基础上需要确定最优的射频频率<sup>[22]</sup>,进而扩大能量传递范围,实现最优的加热能效。

### 1.5 复合加热

就地层加热方式而言,单一加热方式的优、缺点都很明确,在未来技术开发上,多种加热方式相互配合,弥补单一方式的不足,发挥多种方法的优势,有望形成新的技术突破。笔者提出了一种煤层地下原位补偿发热注流体热解提油方法(图2),该方法把反应热加热和流体热载体加热2种方法相结合,利用煤层遇到氧气后发生氧化反应并放热的基本原理,补偿煤层注高温流体热载体热解提油过程中地面载热流体加热不足的缺陷,能够有效降低现有技术中地表加热的载热流体温度指标,大量节约工程能耗。具体实施过程中,在地层当中分别实施注热井和热量补偿井,通过调控补偿发热井内注入气体的氧气体积分数和

速率,实现补偿发热量的精准控制,同时实现降低注热功耗的目的。

## 2 热解温度的确定

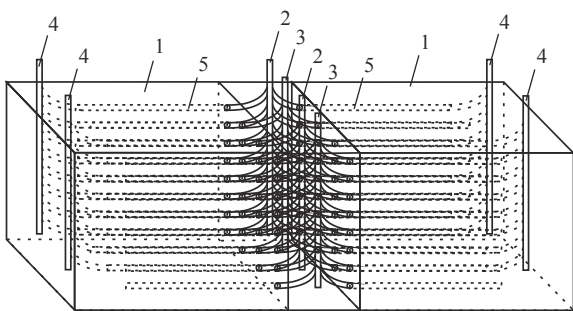
煤化工产业当中,地面低温干馏温度一般在 $400\sim 700\text{ }^\circ\text{C}$ <sup>[39-41]</sup>,这一温度区间主要是为了满足低温干馏过程中干馏物料加热均匀、过程易控制、热解产物二次裂解作用小等目的。而在油气地质研究中,煤属于Ⅲ型有机质,在漫长的地质历史过程中,煤热解形成油气资源的主要温度在 $60\sim 135\text{ }^\circ\text{C}$ <sup>[42-44]</sup>。富油煤地下原位热解因为受到地质条件特征以及地面、地下工程能力等因素的约束, $400\sim 700\text{ }^\circ\text{C}$ 的高温快速加热在地下是难以实现的,而 $60\sim 135\text{ }^\circ\text{C}$ 的低温加热,其时间尺度也是不允许的,为了提高富油煤热解效率和加热功率,必须合理选择富油煤的热解温度。

一方面,影响热解温度的主要因素还包括煤质特征、热解气氛、热解压力、催化条件等<sup>[15,45-51]</sup>。另一方面,热解温度的变化还会直接影响到热解产物的组成<sup>[52-53]</sup>,因此,合理制定富油煤地下原位热解温度需要考虑多重因素,要在提升热解产物效率的基础上,尽可能保障产物组分的经济性、回收率等。实验室葛金低温干馏条件下,煤热解产生焦油的优势温度主要在 $350\sim 550\text{ }^\circ\text{C}$ ,这里要明确的是,煤的热解温度必须建立在特定的升温速率前提之上。通过化学动力学为基础原理的热解反应“时-温补偿”效应不难理解,升温速率越快,优势热解温度越高<sup>[54]</sup>。所以,化学动力学原理是科学确定地下原位热解反应温度的有效方法。因为化学反应的活化能可以认为是与温度无关的参数,因此通过实验室已知温度条件的模拟实验,获得相应的热解活化能参数,通过化学动力学原理反推至不同的温度条件下,建立相应的热解过程模型。

### 2.1 模拟实验方法

化学动力学研究的基本前提是开展适当的富油煤热解实验,这就要求模拟实验要尽可能的接近地下煤层原位热解条件,在实验压力、热解氛围、体系开放程度、煤质特征等方面,进行必要的方法设计。首先,富有机质岩层地下原位热解过程中,随着载热流体在地层当中的流动,热量会逐渐向地层当中传导,相应的,从流体注入口一直到流体输出口,流体温度会逐渐降低。另外,在上述温度场条件下,高温区的煤层热解产物会随着载热流体的流动逐渐向低温区间流动,这一过程中,煤层本身会对热解产物产生多次“吸附-脱附”作用和二次裂解作用,各个区间的热解产物会产生一系列复杂变化。

笔者设计了一种注热流体富有机质岩层原位热

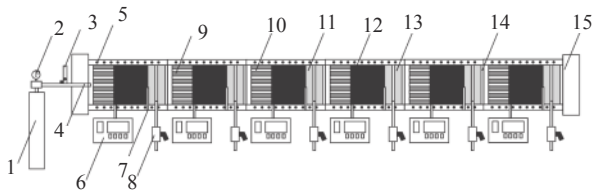


1—地下煤层; 2—注载热流体井; 3—热量补偿井;  
4—油气抽采井; 5—径向井

图2 煤层地下原位补偿发热注流体热解提油方法示意

Fig.2 Schematic diagram of tar-rich coal compensation heat and injection fluid underground in-situ pyrolysis oil extraction

解模拟实验装置(图3),通过多个热解单元串联,各个热解单元外部包裹有电加热装置,每个热解单元的电加热装置单独控制;各单元相互之间采用金刚砂过滤器分隔,通过螺口连接并密封,按照模拟实验需求,可以设定串联单元数量;模拟实验过程中通过外部气源向样品室内通入气体,按照不同的模拟实验需求,气体类型、流量、压力等可以做相应的调整。将各单元装入样品并串联完成以后,自流体注入端注入实验流体,并将各个单元依次递减设定实验温度,从而实现模拟富油煤地下原位热解过程中,流体与煤层之间发生热交换,进而温度逐渐降低的过程。另外,该装置在各单元设置有独立采样出口,能够按照实验需求,在不同时间段采集不同温度段内的反应产物。



1—气体钢瓶; 2—压力传感器; 3—浮子流量计; 4—注气管线;  
5—电加热丝; 6—温控终端; 7—热电偶; 8—采样出口阀;  
9—样品固定块; 10—流体通道; 11—金刚砂过滤器1; 12—样品块;  
13—金刚砂过滤器2; 14—螺口连接处; 15—底部密封堵头

图3 注热流体富有机质岩层原位热解模拟实验装置  
Fig.3 In-situ pyrolysis simulation experiment device of organic-rich strata with heat injection fluid

## 2.2 化学动力学方法

### 2.2.1 Coats-Redfern 近似方法

由于煤的热解涉及到复杂且数量庞大的化学反应,因此从化学动力学角度来看这一过程无法直接准确定义其化学反应级数,为了简化这一问题,前人<sup>[55-57]</sup>利用 Coats-Redfern 近似方法结合化学动力学反应模型,建立了热解温度与动力学参数间的关系为

$$\ln\left(-\frac{\ln(1-\alpha)}{T^2}\right) = \ln\left(\frac{AR}{\partial E}\right) - \frac{E}{RT} \quad (n=1) \quad (1)$$

$$\ln\left(-\frac{1-(1-\alpha)^{1-n}}{T^2(1-n)}\right) = \ln\left(\frac{AR}{\partial E}\right) - \frac{E}{RT} \quad (n \neq 1) \quad (2)$$

式中, $\alpha$ 为煤热解转化率; $T$ 为温度,K; $A$ 为反应指前因子, $\text{min}^{-1}$ ; $R$ 为理想气体常数, $R=8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ; $\partial$ 为加热速率; $E$ 为活化能, $\text{J}/\text{mol}$ ; $n$ 为反应级数。

基于上述简化模型,通过实验室内的热解模拟实验,获取煤的热解动力学参数,便可得到不同温度条件下的煤热解转化曲线,进而结合不同温度的热解产物特征、能耗高低、工程条件等因素,制定经济高效的热解温度。图4为陕北侏罗系富油煤的热重实验结

果,以及基于该实验,利用 Coats-Redfern 近似方法对不同升温速率条件下热解温度的拟合结果。

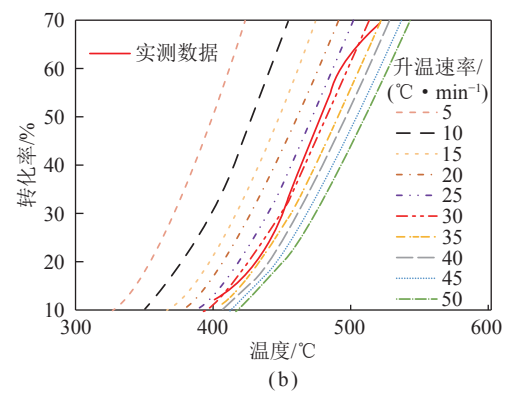
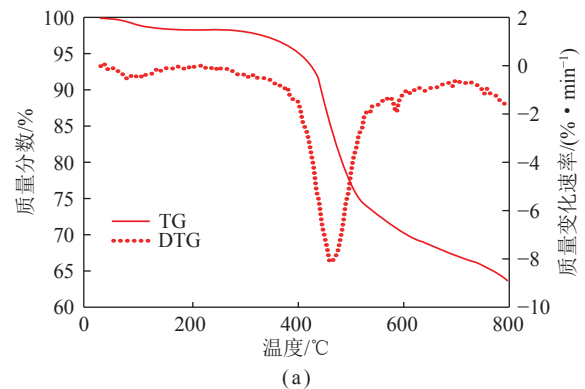


图4 富油煤热重实验和不同升温速率下的热解温度拟合  
Fig.4 Thermogravimetric experiment of tar-rich coal and pyrolysis temperature fitting at different heating rates

Coats-Redfern 近似方法不能对煤的不同热解阶段进行连续描述,实际处理过程中,需要对不同反应阶段之间的过渡区间的数据做适当取舍,容易造成人为误差,因此,在图4中所取的动力学参数是热解转化率对应于0.1~0.7的主反应阶段,虽然一定程度上能够满足工程方案的制定参考,但是其精确度尚需要进一步提高。另外一方面,该方法缺少针对特定产物类型,例如热解气、热解焦油等的热解动力学分析。所以,该方法对富油煤的地下原位热解过程和高效指导价值相对有限。

### 2.2.2 生烃动力学方法

基于煤和油页岩的动力学研究发展起来的生烃动力学方法<sup>[58-60]</sup>,与 Coats-Redfern 近似方法基本原理都是基于化学动力学原理。具体的是采用平行一级反应动力学模型,建立了对任一平行反应*i*在*t*时刻的反应速率 $r_i$ 为

$$r_i(t) = kc_i = -\frac{dc_i}{dt} \quad (3)$$

其中, $k$ 为反应的速率常数; $c_i$ 为*t*时刻的反应物剩余量,所有平行反应的综合(式(4))就是总反应速率:

$$r(t) = \sum_{i=1}^n r_i(t) \quad (4)$$

通过上述方法,前人开展了大量的生烃动力学模拟研究工作,并把实验室快速升温速率条件下的热模拟实验结果,反推到了漫长的百万年尺度的地质历史过程中,ZHANG 等<sup>[61]</sup>把该方法应用到了我国多个油页岩原位转化当中,并且结合工程需求取得了一定的认识,认为油页岩恒温加热时较理想的温度为 270~300 ℃(图 5),相应的达到 90% 以上的转化率需要 50~300 d。

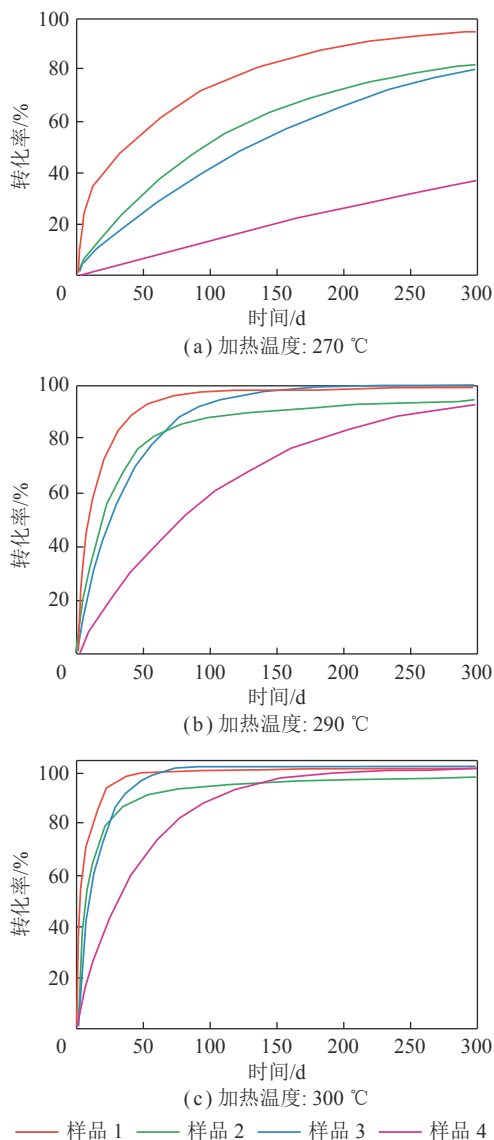


图 5 不同油页岩恒温加热转化率与加热时间关系<sup>[61]</sup>

Fig.5 Relationship between constant heating conversion rate and heating time of different oil shale<sup>[61]</sup>

### 3 储层改造技术

必要的储层改造是提高储层加热效率、控制加热

范围、减少热量损失的有效方法,地层条件是决定其储层改造方法的核心因素。首先,对流加热对储层渗透性提出了较高的要求,渗透性越好,渗透网络越复杂、越均匀,载热流体与煤层接触面便越大,相应的加热效果就更好<sup>[62-64]</sup>。相对于油页岩,煤层渗透性略好,但是为了能够保障载热流体对流方向和范围的可控性,需要对目标区域开展合理的人工造缝作业。常用的人工造缝技术有水力压裂技术<sup>[65-66]</sup>、超临界 CO<sub>2</sub> 压裂技术<sup>[67-68]</sup>、液氮致裂技术<sup>[69-70]</sup>、可控冲击波致裂技术<sup>[71-72]</sup>等。其次,地层含水量是影响加热效果的重要原因,当煤层含水性较强,或煤层顶底板存在较大的突水可能性时,一定要采取必要的隔水措施,通常可以通过气驱隔水或冷冻隔水等方式实现隔水目的<sup>[9, 15, 20, 73]</sup>。富油煤地下原位热解尚处在起步研究阶段,要解决的首要问题是人工造缝,地层水影响的问题可以通过适当的地质选区进行规避。因此,现阶段,如何选择适当的造缝技术,制定合理的造缝技术方案是地层改造的关键所在。

#### 3.1 水力压裂技术

水力压裂技术现已广泛应用于页岩气、煤层气、页岩油等非常规油气资源的开发领域。该方法以添加有化学添加剂和少量支撑剂的水为压裂液,注入储层当中利用高压迫使储层产生裂隙,并将支撑剂携带入裂隙当中<sup>[74]</sup>。这种压裂方式污染小、成本低且返排效果高,现已形成了间接压裂、分段压裂、暂堵转向压裂、水力波及压裂等适用于多种不同储层地质条件的技术。但是,对富油煤地下原位热解工程而言,由于该方法易窜层,压裂过程中容易压穿煤层顶底板隔水层,造成煤层透水进而影响煤层加热效率;另外,水力压裂还存在摩阻高、水资源消耗大、容易出现煤粉堵塞、储层黏土膨胀等问题<sup>[75]</sup>,这些都对水力压裂在富油煤地下原位热解工程中的应用带来了较大的限制。

#### 3.2 超临界 CO<sub>2</sub> 压裂技术

超临界 CO<sub>2</sub> 压裂技术主要是利用了超临界 CO<sub>2</sub> 具备的高密度、低黏度、扩散系数高、表面张力接近零等诸多有利的物理性质,在射孔基础上,向地层注入纯净的超临界 CO<sub>2</sub> 能够直接喷射入地层当中,产生远高于水力压裂的效果,进而实现储层压裂改造的目的<sup>[76]</sup>。超临界 CO<sub>2</sub> 压裂不仅具有物理造缝作用,还可以通过溶蚀作用对储层进行化学改造,进一步提升造缝效果,并且由于其表面张力低、扩散系数高,因此更容易进入储层微小孔隙当中,从而使裂隙网络更加复杂。尽管该方法相对于水力压裂优势明显,但是由于流体黏度低,所以其携砂能力差且容易堵砂<sup>[76]</sup>。另外,临界温度和临界压力分别为 31.06 ℃ 和 7.39 MPa, 浅

部煤层的地层温度、压力条件均低于该临界点, 所以相应的压裂成本较高。

### 3.3 液氮致裂技术

液氮致裂技术原理主要基于地层水在液氮作用下发生水-冰相变产生的体积膨胀作用力, 低温液氮在地层温度作用下气化产生膨胀作用力, 以及由于岩层非均质性造成的内部非均匀收缩等多种作用。通常, 前2种作用力是液氮致裂技术的主要作用原理<sup>[77]</sup>。因此, 目的岩层含水性、地层温度是影响该技术方法的主要因素, 此外, 该方法还与地层矿物组成以及有机质热演化程度等因素有关。对煤层气和页岩气而言, 液氮致裂过程中能够有效提升地层能量, 进而加速气体产出。但是, 液氮致裂也存在一些目前难以克服的缺陷, 尤其是对非均质性较强的煤层, 液氮致裂的范围往往难以控制, 另外, 该方法还严重受到地层温度的影响, 通常地层温度越高, 致裂效果越好, 对于浅部煤层的应用效果相对较差。

### 3.4 可控冲击波 (CSW) 致裂技术

CSW 技术是基于脉冲功率技术原理发展起来的一种高效可控的岩层致裂技术, 近年来该方法在页岩气、页岩油、煤层气等领域发展迅速并取得了一定的应用效果。CSW 技术能够在井下将高功率电脉冲转换为电子束能、激光能量、微波能量、热能和等离子体能量, 从而在岩层中产生高压脉冲波, 进而达到储层改造目的<sup>[71]</sup>。CSW 技术冲击波强度、次数、持续时间、作业区域等方面高度可控, 因此在岩层致裂过程中能够精准控制作业位置及强度。通过低强度、多次、多点作业, 能够有效避免水力压裂等技术单次整体加载时对储层的伤害, 且致裂效果更加均匀、缝网更加复杂, 对于储层对流加热而言具有更大优势。目前, 就该技术而言亟待解决的问题在于, 针对不同的煤层地质条件, 获取相应的可控冲击波致裂工艺和参数, 同时设计研发相应的技术装备。

## 4 热解油气的高效抽采

### 4.1 关键难点分析

富油煤钻井式地下原位热解过程中, 热解产物会随着载热流体最终汇集至生产井, 此时, 生产井内流体的黏度和密度是决定其最终能够被抽采至地面的核心因素<sup>[78-80]</sup>。科学合理的控制方案, 能够有效的降低井内流体的黏度和密度, 提高热解油气的采收率, 但是由于富油煤热解产物中含有大量的高密度、高黏度的组分<sup>[81]</sup>, 这类组分往往具有相对较高的凝结温度, 因此必须要预见到井下焦油发生凝结, 甚至有可能发生井筒堵塞, 最终导致产物抽采困难。

在油气开发领域, 原油黏度和密度与的变化通常具有较高的一致性, 黏度增大往往伴随着密度的增大<sup>[80]</sup>。油气流体的黏度和密度一方面和其所处的温度压力条件相关, 一般情况下, 原油黏度和密度会随着温度的升高而变小, 随着压力的升高而增大。另一方面还决定于其组分特征, 原油中芳烃、环烷烃、高分子化合物以及杂原子化合物含量的增多会使黏度及密度大幅上升<sup>[82]</sup>, 原油平均分子量与其密度之间存在良好的正相关关系 (图 6), 而其中烃类气、CO<sub>2</sub> 等溶解气含量的增多则会使黏度及密度有效的降低<sup>[78-79]</sup>。

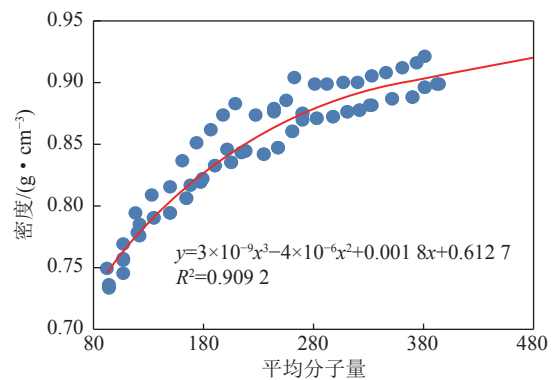


图6 流体组分平均分子量与密度拟合关系  
(数据来源于文献 [83-85])

Fig.6 Fitting relationship between average molecular weight and density of fluid components (Data from References [83-85])

前人开展的油气地球化学研究工作表明, 随着煤系有机质热解的进行, 热解产物组成会发生规律性的改变<sup>[86-89]</sup>。煤系有机质热解气体产物中一般 CO<sub>2</sub> 含量较高, 热解初期, 气体组分中 CO<sub>2</sub> 占据了绝对优势, 最高可以达到 95% 以上, 随着热解温度的升高, CH<sub>4</sub> 等烃类气体产率不断上升, CO<sub>2</sub> 体积分数逐渐降低至 25% 附近 (图 7)<sup>[90]</sup>。对液体组分而言, 由于热解过程中涉及到有机质表面原始滞留烃和热解重烃的二次裂解, 液体产物当中重烃 (C<sub>14+</sub>) 与轻烃 (C<sub>6~13</sub>) 组分比例变化特征, 表现出重烃比例随热解温度先降低再升高, 当温度上升到约 500 °C 时再次快速降低的演化特征 (图 8)。流体组分的改变会直接反映到其黏度及密度等物理性质上<sup>[81, 91]</sup>, 相应的就需要对不同热解阶段的油气抽采方案进行调整。

### 4.2 抽采方案制定的基本思路

针对富油煤热解产物的变化规律, 科学制定有效的抽采方案, 基本前提在于认清富油煤热解产物流体黏度和密度的变化规律, 而探讨流体黏度和密度必须要建立在明确流体相态的基础之上。流体相态特征与流体组分密切相关, 在精确获得流体组分的基础之上, 利用各组分的热力学相关参数与状态方程, 能够

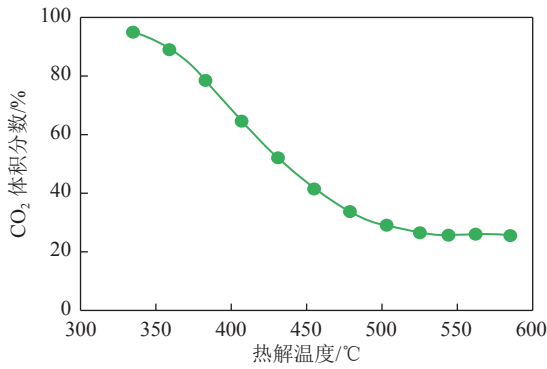


图 7 煤系有机质热解过程中 CO<sub>2</sub> 在气体组分中的体积比例变化趋势

Fig.7 Change trend of volume proportion of CO<sub>2</sub> in gas components during pyrolysis of coal

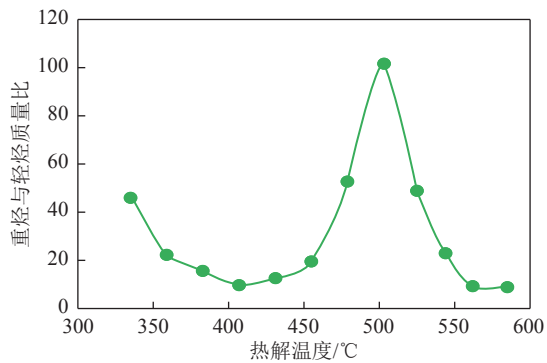


图 8 煤系有机质热解过程中重烃与轻烃质量比随热解温度的变化规律

Fig.8 Mass ration of heavy hydrocarbon to light hydrocarbon varies with pyrolysis temperature during pyrolysis of coal

准确判断不同温度压力条件下的流体相态。因此,提出如下制定抽采方案的基本思路(图 9)。

首先,基于前述 2.1 节中所设计的模拟实验方案,开展全面系统的热模拟实验,从而精确获取富油煤热解过程中各个阶段的流体组成。以此为基础,利用状态方程获取流体 P-T 相图,进而能够判断不同温度压力条件下的流体相态特征,进一步的,结合井下温度压力条件识别流体相态为单一气相、气液两相或是单一液相。在确定了井下流体相态以后,再通过不同的数理模型,计算油气流体在井下的黏度及密度等关键物理参数,并基于抽采井流体温度自井底到井口的温度压力梯度,建立油气流体在抽采井内的黏度及密度的变化趋势模型。最后,以经济效益最大化为原则,参考油气开发领域相关技术,通过一定的井筒温度压力调控或注入 CO<sub>2</sub>、水等其他流体组分等方法,降低井内流体黏度及密度,实现富油煤热解油气资源高效抽采的目的。

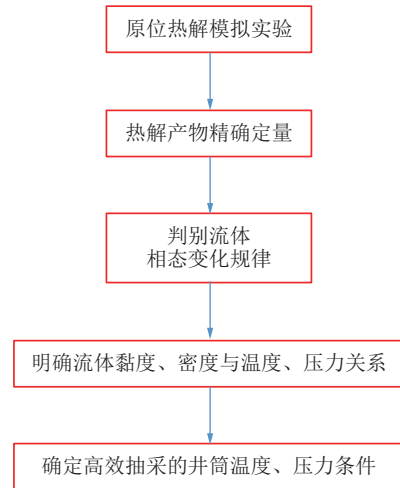


图 9 富油煤地下原位热解油气高效抽采方案制定基本思路

Fig.9 Basic ideas for making efficient oil and gas extraction scheme from in-situ pyrolysis of tar-rich coal

#### 4.3 关键参数的计算方法

流体 P-T 相图曲线的计算主要通过 PR 状态方程<sup>[92]</sup>(式 (5)) 完成,该方程在油气流体相态计算方面应用已经十分成熟。

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m(V_m + b) + b(V_m - b)} \quad (5)$$

其中,  $P$  为流体压力, Pa;  $V_m$  为摩尔体积;  $a$  为与分子间作用力相关的常数;  $b$  为与分子球体大小相关的常数。在临界条件下有

$$a(T_c) = 0.45724 \frac{(RT_c)^2}{P_c} \quad (6)$$

$$b = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \quad (7)$$

其中,  $T_c$  为临界温度, K;  $P_c$  为临界压力, Pa。对于温度相关参数的广义表达式  $a(T_c)$  为

$$a(T) = a(T_c) \alpha(T) \quad (8)$$

$$\alpha(T) = \left[ 1 + m \left( 1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right]^2 \quad (9)$$

$$m = 0.3746 + 1.5423\omega - 0.2699\omega^2 \quad (10)$$

式中,  $\omega$  为偏心因子。

根据以上计算,即可得到不同温度条件下流体饱和压力,并可获得如图 10 所示流体相图,据此可以精确判断不同温度压力条件下的流体相态特征以及体积系数,进而能够得到相应的流体密度。

黏度计算可以通过 PEDERSEN K S(1984) 提出的 CS 黏度模型<sup>[93]</sup>(式 (11)) 完成,该模型利用甲烷作为黏度参照物,通过对比压力及温度来计算流体黏度,现已广泛应用于油气工业领域。



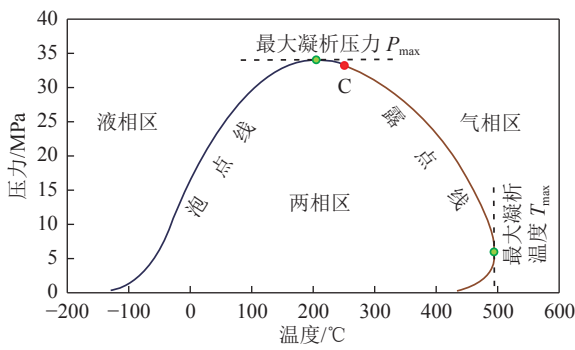


图 10 流体相态特征示意

Fig.10 Schematic diagram of fluid phase state characteristics

$$\mu_{\text{mix}}(P, T) = \left( \frac{T_{\text{cmix}}}{T_{\text{co}}} \right)^{-1/6} \left( \frac{P_{\text{cmix}}}{P_{\text{co}}} \right)^{2/3} \left( \frac{M_{\text{mix}}}{M_0} \right)^{1/2} \frac{a_{\text{mix}}}{a_0} \mu_0(P_0, T_0) \quad (11)$$

其中,  $\mu_{\text{mix}}$  和  $\mu_0$  分别为混合物与参比物的黏度,  $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ;  $T_{\text{cmix}}$  和  $T_{\text{co}}$  分别为混合物与参比物的临界温度,  $\text{K}$ ;  $P_{\text{cmix}}$  和  $P_{\text{co}}$  分别为混合物与参比物的临界压力,  $\text{Pa}$ ;  $M_{\text{mix}}$  和  $M_0$  分别为混合物与参比物的分子量,  $\text{g/mol}$ ;  $a_{\text{mix}}$  和  $a_0$  分别为混合物与参比物的耦合系数;  $T_0$  为参比物质的温度,  $\text{K}$ ;  $P_0$  为参比物质的压力,  $\text{Pa}$ 。

## 5 其他问题

### 5.1 地质工程一体化综合评价

富油煤钻井式地下原位热解提取油气资源, 涉及到地质资源评价、工程适应性评价及设计, 是一个系统性的矿产资源原位改性开采科学工程。随着地质勘探及工程开发技术和理论的不断进步, 2 者原有的技术隔阂越来越模糊, 融合程度越来越高。这就要求现代化地质工作必须将地质条件与工程技术深度融合。

对富油煤地下原位热解提取油气资源这一全新的资源开发技术, 需要评价的地质条件主要有煤层厚度、煤层构造、煤层含水性、煤质特征、顶底板条件等。煤层具备稳定的构造条件、合适的沉积厚度与展布、地层含水量低或不含水, 且煤层顶底板具备良好的隔水性、低温干馏焦油产率大于 7% 等基本要求是实施地下热解工程的基本条件。面对复杂多变的地质条件, 合理的工程技术方案是克服一些有害地质条件的关键, 针对特定的地质条件, 与之相配套的工程技术主要包括钻完井工艺、井下加热装置类型及功率、煤层造缝工艺、油气开采工艺、气体增压装置及工艺等。针对不同的地质资源及其赋存条件, 设计研发与之相适应的工程技术体系, 是未来研究的一个重要课题。

### 5.2 原位热解反应进程监测

由于富油煤钻井式地下原位热解提取油气资源

的整个热解反应过程在地下进行, 限于当前地下原位检测技术及设备的条件, 无法直接判定地下富油煤资源的热解程度, 给原位热解工程的高效运行带来巨大限制。第 1, 若在尚未完全热解时便停止注热以及抽采作业, 会对地下资源造成浪费; 第 2, 如果由于地层原因造成的热漏失或其他原因造成的热解不完全, 导致的热解产物产出较少时, 若不能正确判别热解反应程度, 有可能误判为富油煤热解接近终止而停止作业; 第 3, 当热解反应接近最终阶段时, 若不能正确判断, 也有可能误判为其他原因造成的热解产物减少, 并在寻找原因时造成不必要的资源浪费。因此, 准确评价富油煤地下热解程度是高效调控热解设备参数、提高热解效率和油气资源采收率的关键所在。

### 5.3 全过程数值模拟

富油煤地下原位热解提取油气资源是一个地质、物理、化学、工程等多学科交叉的系统科学, 在计算机数值模拟技术高速发展的今天, 开展系统性全过程数值模拟是预测原位热解过程的有效技术手段。数值模拟过程中主要涉及富油煤地层致裂过程、载热流体在致裂后地层的对流过程、富油煤地层传热及地下温度场变化过程、被加热煤层热解的化学动力学过程、热解产物组分变化过程、热解产物流体相态及物性演变过程、富油煤地层孔渗条件变化过程等诸多复杂过程 (图 11)。

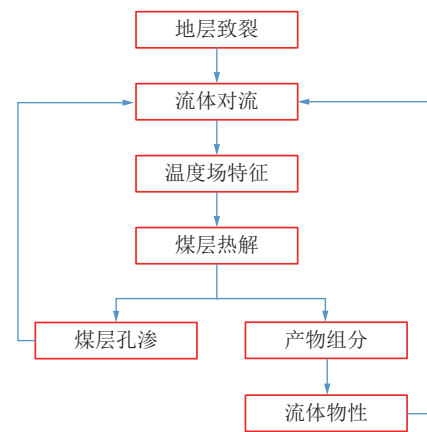


图 11 富油煤钻井式地下原位热解数值模拟关键过程

Fig.11 Key processes of numerical simulation of in-situ pyrolysis of tar-rich coal by drilling

地层致裂程度直接决定了对流加热过程中载热流体能否在富油煤层当中有效流动; 载热流体在富油煤层当中的流动过程与煤层自身比热容及热导率等性质, 直接决定其地层的温度场特征; 富油煤层温度场特征则与其热解过程及热解产物密切相关, 相应的会反映在热解产物流体相态及物理性质变化上来, 进

而影响到流体渗流过程;随着富油煤的热解,煤岩基质会不断转变成可动流体随着载热流体而溢出,改变煤岩基质骨架,造成其孔渗条件会不断发生变化,进而影响载热流体在富油煤层当中的渗流场特征。上述各个过程在数值模拟的理论基础上相互独立,但是演变过程又相互之间紧密关联,这就给富油煤地下原位热解全过程数值模拟带来了巨大挑战,未来还需要开展深入系统的研究。

## 6 展 望

对未来的展望,必须要站在正确认识当前问题的基础之上。富油煤地下原位热解目前尚处在初期探索阶段,得益于近年来油页岩地下原位热解研究方面的理论与技术积累,为富油煤地下原位热解提供了一定的参考。但是由于富油煤资源与油页岩之间的巨大差别,相关技术体系难以直接套用,必须针对富油煤资源的地质条件和煤质特征进行系统全面的分析研究,进而制定合理有效的技术方案。

本文所述问题的系统研究,是在理论基础和工程技术方面证明该方法可行性的前提和基础。随着未来研究工作的不断深入,仍然存在诸多理论难点和技术空白需要开展进一步的工作。主要包括以下几个方面:①针对富油煤热解理论及工程模型,搭建富油煤地下原位热解室内模拟平台。②针对富油煤热解污染物地下迁移、围岩变形等问题,构建富油煤地下原位热解动态监测及防治技术体系。③针对热解油气资源高效抽采的工程需求,开发系列采油工程工艺及相关装备。④针对地质地层条件变化及规模化发展需求,优化地下原位热解注热井与抽采井的分布方式,并完善相应的钻完井工艺。

煤炭作为我国主体能源地位不会动摇,“双碳”目标约束下的煤炭资源绿色低碳发展势在必行,长远看来,煤炭资源不仅肩负着保障国家能源安全的重任,同时也面临着降低碳排放的严峻挑战。富油煤地下原位热解提取煤基油气资源能够充分发挥富油煤的油气资源属性,是实现煤炭资源固碳取氢、化学采煤的有效途径,也是破解煤炭产业当下以及未来高质量发展矛盾的一把钥匙。

一方面,从保障国家能源安全出发,对于部分浅部薄煤层以及埋藏深度大、无法通过井工开采实现资源利用的富油煤,尝试通过地下原位热解提取其中的油气资源,能够有效提升资源利用效率。同时,降低国家油气资源对外依存度,提升国际油气话语权。另一方面,“双碳”目标要求下,未来煤炭资源将逐渐由主体能源转变为调峰能源,相应提升我国油气资源以

及清洁可再生能源在一次能源消费中的占比<sup>[3]</sup>。富油煤地下原位热解提取煤基油气资源,能够把煤炭资源当中绝大部分的“碳”元素固定在地下原位,促进煤炭资源“原料化”利用,从而成为煤炭这一高碳资源低碳利用的有效手段。

## 7 结 论

(1) 流体对流加热可能是最为适合的富油煤地下原位加热方式,未来多种加热方式相互配合,有望成为富油煤地下原位加热方法的突破方向。

(2) 基于当前的技术工艺体系,350~450℃是目前普遍较为认可的高效热解温度范围,富油煤热解的化学热力学和动力学研究是科学预测热解温度的有效手段。

(3) 在储层改造方面,可控冲击波(CSW)致裂技术在岩层致裂方面具有高效可控的优势,在未来有望得到广泛应用。

(4) 针对富油煤热解产物流体相态及物理性质,制定抽采井温压保持方案,是提高热解产物抽采效率的关键。

富油煤钻井式地下原位热解提取煤基油气资源能够充分发挥富油煤的油气资源属性,对保障国家能源安全、助力“双碳”目标实现具有重要意义。未来研究工作中,有关富油煤地下原位热解地质工程一体化综合评价、原位热解反应进程监测、全过程数值模拟等系统性问题同样需要重点关注。

## 参考文献(References):

- [1] 王双明,师庆民,王生全,等.富油煤的油气资源属性与绿色低碳开发[J].煤炭学报,2021,46(5):1365-1377.  
WANG Shuangming, SHI Qingmin, WANG Shengquan, et al. Resource property and exploitation concepts with green and low-carbon of tar-rich coal as coal-based oil and gas[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(5): 1365-1377.
- [2] 金之钧,王冠平,刘光祥,等.中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J].石油学报,2021,42(7):821-835.  
JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 821-835.
- [3] 谢和平,任世华,谢亚辰,等.碳中和目标下煤炭行业发展机遇[J].煤炭学报,2021,46(7):2197-2211.  
XIE Heping, REN Shihua, XIE Yachen, et al. Development opportunities of the coal industry towards the goal of carbon neutrality[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(7): 2197-2211.
- [4] 刘峰,郭林峰,赵路正.双碳背景下煤炭安全区间与绿色低碳技术路径[J].煤炭学报,2022,47(1):1-15.  
LIU Feng, GUO Linfeng, ZHAO Luzheng. Research on coal safety

- range and green low carbon technology path under the dual carbon background[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(1): 1–15.
- [5] 张宁, 许云, 乔军伟, 等. 陕北侏罗纪富油煤有机地球化学特征[J]. *煤田地质与勘探*, 2021, 49(3): 42–49.  
ZHANG Ning, XU Yun, QIAO Junwei, et al. Organic geochemistry of the Jurassic tar-rich coal in Northern Shaanxi Province[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2021, 49(3): 42–49.
- [6] 杨甫, 段中会, 马丽, 等. 陕西省富油煤分布及受控地质因素[J/OL]. *煤炭科学技术*: 1–14 [2023–04–07]. DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2023.0531.  
YANG Fu, DUAN Zhonghui, MA Li, et al. Distribution and controlled geological factors of oil-rich coals in Shaanxi Province [J/OL]. *Coal Science and Technology*: 1–14 [2023–04–07]. DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2023.0531.
- [7] 师庆民, 米奕臣, 王双明, 等. 富油煤热解流体滞留特征及其机制[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(3): 1329–1337.  
SHI Qingmin, MI Yichen, WANG Shuangming, et al. Trap characteristic and mechanism of volatiles during pyrolysis of tar-rich coal[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(3): 1329–1337.
- [8] 马丽, 王双明, 段中会, 等. 陕西省富油煤资源潜力及开发建议[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(2): 1–8.  
MA Li, WANG Shuangming, DUAN Zhonghui, et al. Potential and development suggestion of oil-rich coal resources in Shaanxi Province[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(2): 1–8.
- [9] 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.
- [10] 康志勤, 赵阳升, 杨栋, 等. 油页岩原位注蒸汽开采油气中试与多模式原位热采技术的适用性分析[J]. *石油学报*, 2021, 42(11): 1458–1468.  
KANG Zhiqin, ZHAO Yangsheng, YANG Dong, et al. Pilot test of in-situ steam injection for oil and gas production from oil shale and applicability of multi-mode in-situ thermal recovery technology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(11): 1458–1468.
- [11] 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.
- [12] 赵阳升, 梁卫国, 冯子军, 等. 原位改性流体化采矿科学、技术与工程[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(1): 25–35.  
ZHAO Yangsheng, LIANG Weiguo, FENG Zijun, et al. Science, technology and engineering of in-situ modified mining by fluidization[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(1): 25–35.
- [13] WANG G, LIU S, YANG D, et al. Numerical study on the in-situ pyrolysis process of steeply dipping oil shale deposits by injecting superheated water steam: A case study on Jimsar oil shale in Xinjiang, China[J]. *Energy*, 2022, 239: 122182.
- [14] HOU L, LUO X, LIN S, et al. Assessment of recoverable oil and gas resources by in-situ conversion of shale—Case study of extracting the Chang 7<sub>3</sub> Shale in the Ordos Basin[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(2): 441–458.
- [15] KANG Z, ZHAO Y, YANG D. Review of oil shale in-situ conversion technology[J]. *Applied Energy*, 2020, 269: 115121.
- [16] 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.
- [17] 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.  
BAI Fengtian. Theoretical and experimental research of oil shale pyrolysis triggered by topochemical heat [D]. Changchun: Jilin University, 2015.
- [18] 李学鑫. 油页岩电加热法原位改性温度场数值模拟 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2021.  
LI Xuexin. Numerical simulation of in-situ modification temperature field of oil shale by electric heating method [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2021.
- [19] 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.
- [20] LIU Z, SUN Y, GUO W, et al. Sealing effects of marginal gas injection on oil shale in situ pyrolysis exploitation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 189: 106968.
- [21] 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(12): 507–515.
- [22] JU Y, ZHU Y, ZHOU H, et al. Microwave pyrolysis and its applications to the in situ recovery and conversion of oil from tar-rich coal: An overview on fundamentals, methods, and challenges[J]. *Energy Reports*, 2021, 7(11): 523–536.
- [23] ZHU J, YI L, YANG Z, et al. Numerical simulation on the in situ upgrading of oil shale reservoir under microwave heating[J]. *Fuel*, 2021, 287: 119553.
- [24] 崔景伟, 朱如凯, 侯连华, 等. 页岩原位改质技术现状、挑战和机遇[J]. *非常规油气*, 2018, 5(6): 103–114.  
CUI Jingwei, ZHU Rukai, HOU Lianhua, et al. Shale in-situ mining technology status quo of challenges and opportunities[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2018, 5(6): 103–114.
- [25] WANG Z, LÜ X, LI Q, et al. Downhole electric heater with high heating efficiency for oil shale exploitation based on a double-shell structure[J]. *Energy*, 2020, 211: 118539.
- [26] YU F, SUN P, ZHAO K A, 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.
- [27] GUO W, ZHANG M, SUN Y, et al. Numerical simulation and field test of grouting in Nong'an pilot project of in-situ conversion of oil shale[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 184: 106477.
- [28] CRAWFORD P, BIGLARBIGI K, DAMMER A, et al. Advances in

- World Oil-Shale Production Technologies[C]//Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE, 2008: 116570.
- [29] DAMMER, ANTON R, KILLEN, et al. Secure fuels from domestic resources: The continuing evolution of America's oil shale and tar sands industries [R]. United States Department of Energy, Office of Petroleum Reserves, Office of Naval and Oil Shale Reserves, 2007.
- [30] 邓军, 任师京, 肖畅, 等. 煤低温氧化与热解过程的传热特性对比研究[J]. 煤炭学报, 2019, 44(S1): 171-177.  
DENG Jun, REN Shuaijing, XIAO Yang, et al. Comparative study on heat transfer characteristics of coal during low temperature oxidation and pyrolysis[J]. Journal of China Coal Society, 2019, 44(S1): 171-177.
- [31] 梁杰, 王喆, 梁鲲, 等. 煤炭地下气化技术进展与工程科技[J]. 煤炭学报, 2020, 45(1): 393-402.  
LIANG Jie, WANG Zhe, LIANG Kun, et al. Progress and technology of underground coal gasification[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(1): 393-402.
- [32] 杨甫, 段中会, 马东民, 等. 煤炭地下气化技术进展[J]. 科技导报, 2020, 38(20): 71-85.  
YANG Fu, DUAN Zhonghui, MA Dongmin, et al. New development of coal gasification technology[J]. Science & Technology Review, 2020, 38(20): 71-85.
- [33] 贾廷贵, 娄和壮, 刘剑, 等. 不同水分含量煤自燃过程热特性实验研究[J]. 煤炭学报, 2020, 45(S1): 346-352.  
JIA Tinggui, LOU Hezhuang, LIU Jian, et al. Experimental study on thermal characteristics of spontaneous combustion process of coal with different moisture[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(S1): 346-352.
- [34] 刘文永. 煤氧化自燃热效应及绝热自然发火期研究[D]. 西安: 西安科技大学, 2019.  
LIU Wenyong. Study on thermal Effect and adiabatic spontaneous combustion of coal oxidation [D]. Xi'an: Xi'an University of Science and Technology, 2019.
- [35] 马砺, 张朔, 邹立, 等. 不同变质程度煤导热系数试验分析[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(6): 146-150.  
MA Li, ZHANG Shuo, ZOU Li, et al. Experimental analysis of thermal conductivity of different ranks of coal[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(6): 146-150.
- [36] 肖畅, 陈龙刚, 李青蔚, 等. 低温条件下煤的热物性参数试验研究[J]. 安全与环境学报, 2018, 18(6): 2190-2194.  
XIAO Yang, CHEN Longgang, LI Qingwei, et al. Experimental study on thermal physical properties of coal at low temperature[J]. Journal of Safety and Environment, 2018, 18(6): 2190-2194.
- [37] 杨孝波, 许江, 周斌, 等. 煤与瓦斯突出发生前后煤层温度演化规律研究[J]. 采矿与安全工程学报, 2021, 38(1): 206-214.  
YANG Xiaobo, XU Jiang, ZHOU Bin, et al. Evolution law of coal seam temperature before and after coal and gas outburst[J]. Journal of Mining & Safety Engineering, 2021, 38(1): 206-214.
- [38] 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.
- [39] 沙兴中, 刘书法, 黄洁玲, 等. 加压下煤粘结性的评定 II: 干馏气氛、干馏温度和添加焦油对煤粘结性的影响[J]. 燃料化学学报, 1988, 16(4): 352-358.  
SHA Xingzhong, LIU Shufa, HUANG Jieling, et al. Evaluation of coal cohesiveness under Pressure II: Effect of distillation atmosphere, distillation temperature and addition of tar on coal cohesiveness[J]. Journal of Fuel Chemistry and Technology, 1988, 16(4): 352-358.
- [40] 刘壮, 田宜水, 胡二峰, 等. 低阶煤热解影响因素及其工艺技术研究进展[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(1): 50-59.  
LIU Zhuang, TIAN Yishui, HU Erfeng, et al. Research progress on influencing factors and technology of low-rank coal pyrolysis[J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(1): 50-59.
- [41] 梁鹏, 曲旋, 毕继诚. 炉前煤低温干馏的工艺研究[J]. 燃料化学学报, 2008, 36(4): 401-405.  
LIANG Peng, QU Xuan, BI Jicheng. Study on low temperature re-distillation of coal in front of furnace[J]. Journal of Fuel Chemistry and Technology, 2008, 36(4): 401-405.
- [42] WILKINS R W T, GEORGE S C. Coal as a source rock for oil: A review [J]. International Journal of Coal Geology, 2002, 50(1-4): 317-361.
- [43] PETERSEN H. A re-consideration of the "oil window" for humic coal and kerogen type III source rocks[J]. Journal of Petroleum Geology, 2002, 25(4): 407-432.
- [44] HORSFIELD B, YORDY K, CRELLING J. Determining the petroleum-generating potential of coal using organic geochemistry and organic petrology[J]. Organic Geochemistry, 1988, 13(1): 121-129.
- [45] 赵洪宇. 难选铁矿石促进富油煤热解及铁矿物回收技术研究 [D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2016.  
ZHAO Hongyu. Study on the refractory iron ore promotes tar-rich coal pyrolysis and on the recovery technology of iron minerals [D]. Beijing: China University of Mining And Technology-Beijing, 2016.
- [46] 张照曦, 钟梅, 李建, 等. 改性蒙脱土对新疆和丰煤热解行为的影响[J]. 化工学报, 2022, 73(1): 402-410.  
ZHANG Zhaoxi, ZHONG Mei, LI Jian, et al. Effect of modified montmorillonite on the pyrolysis behavior of Xinjiang Hefeng coal[J]. CIESC Journal, 2022, 73(1): 402-410.
- [47] 张小蕊, 邹冲, 赵俊学, 等. XRD和Raman法评估热解气氛中H<sub>2</sub>和CO对半焦化学结构的影响[J]. 燃料化学学报, 2019, 47(11): 1288-1297.  
ZHANG Xiaorui, ZOU Chong, ZHAO Junxue, et al. Effect of H<sub>2</sub> and CO as pyrolysis atmosphere on chemical structure of char by XRD and Raman methods[J]. Journal of Fuel Chemistry and Technology, 2019, 47(11): 1288-1297.
- [48] 许凯, 胡松, 苏胜, 等. 不同热解压力对煤焦结构的影响[J]. 工程热物理学报, 2013, 34(2): 372-375.  
XU Kai, HU Song, SU Sheng, et al. The effect of pyrolysis pressure on char physicochemical structure[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2013, 34(2): 372-375.
- [49] 孙鸣, 代晓敏, 姚一, 等. 呼伦贝尔褐煤负压热解特性研究[J]. 中国矿业大学学报, 2015, 44(3): 483-488.

- SUN Ming, DAI Xiaomin, YAO Yi, et al. Pyrolysis characteristics of Hulunbeir lignite under negative-pressure[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2015, 44(3): 483-488.
- [50] 史航, 靳立军, 魏宝勇, 等. 大柳塔煤及显微组分在不同气氛下的热解行为[J]. *煤炭学报*, 2019, 44(1): 316-322.
- SHI Hang, JIN Lijun, WEI Baoyong et al. Pyrolysis behavior of Daliuta coal and its macerals under different atmospheres[J]. *Journal of China Coal Society*, 2019, 44(1): 316-322.
- [51] 贾里, 郭晋荣, 王彦霖, 等. 不同气氛条件下生物焦的热解路径及脱汞机理[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2021, 52(6): 2011-2022.
- JIA Li, GUO Jinrong, WANG Yanlin, et al. Pyrolysis path and mercury removal mechanism of biochar in different atmospheres[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2021, 52(6): 2011-2022.
- [52] HOU L, HE K, ZHAI J, et al. Compositional kinetics for hydrocarbon evolution in the pyrolysis of the Chang 7 organic matter: Implications for in-situ conversion of oil shale[J]. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 2022, 162: 105434.
- [53] BEHAR F, LORANT F, LEWAN M. Role of NSO compounds during primary cracking of a Type II kerogen and a Type III lignite[J]. *Organic Geochemistry*, 2008, 39(1): 1-22.
- [54] CONNAN J. Time-temperature relation in oil genesis: Geologic notes[J]. *AAPG Bulletin*, 1974, 58(12): 2516-2521.
- [55] MA Y, ZHOU S, LI J, et al. Pyrolysis characteristics analysis of Chang-7 oil shale using thermal analysis and pyrolysis-gas chromatograph-mass spectrometry[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2017, 36(5): 1006-1021.
- [56] LIU Q, HU H, ZHOU Q, et al. Effect of inorganic matter on reactivity and kinetics of coal pyrolysis[J]. *Fuel*, 2004, 83(6): 713-718.
- [57] COATS A W, REDFERN J P. Kinetic Parameters from Thermogravimetric Data[J]. *Nature*, 1964, 201: 68-69.
- [58] BURNHAM A K, BRAUN R L, GREGG H R, et al. Comparison of methods for measuring kerogen pyrolysis rates and fitting kinetic parameters.[J]. *Energy & Fuels*, 1987, 1(6): 452-458.
- [59] BURNHAM A K, SWEENEY J J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1989, 53(10): 2649-2657.
- [60] LIU J, TANG Y. One example of predicting methane generation yield by hydrocarbon generating kinetics[J]. *Chinese Science Bulletin*, 1998, 43(11): 1187-1191.
- [61] ZHANG B, YU C, CUI J, et al. Kinetic simulation of hydrocarbon generation and its application to in-situ conversion of shale oil[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(6): 1288-1296.
- [62] 姜鹏飞. 油页岩酸化压裂注热解原位转化实验研究[D]. 长春: 吉林大学, 2016.
- JIANG Pengfei. Experimental research on oil shale in-situ conversion by acid fracturing-heat injection [D]. Changchun: Jilin University, 2016.
- [63] 耿毅德. 油页岩地下原位压裂-热解物理力学特性试验研究[D]. 太原: 太原理工大学, 2018.
- GEN Yide. Experimental study on the physical and mechanical properties of oil shale during in-situ fracturing and pyrolysis [D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2018.
- [64] 高帅. 油页岩水平井水力压裂裂缝起裂与延伸机理研究[D]. 长春: 吉林大学, 2017.
- GAO Shuai. Fracture initiation and propagation mechanism of horizontal well hydraulic fracturing in oil shale [D]. Changchun: Jilin University, 2017.
- [65] 司瑞江, 李飞鹏, 赵璐璐, 等. 区段大煤柱水力压裂切顶护巷技术研究[J]. *煤炭科学技术*, 2020, 48(7): 282-287.
- SI Ruijiang, LI Feipeng, ZHAO Lulu, et al. Research on hydraulic fracturing roof cutting and roadway protection technology with wide sublevel coal pillar[J]. *Coal Science and Technology*, 2020, 48(7): 282-287.
- [66] 李晓斌, 杨振威, 赵秋芳, 等. 微地震双差定位成像技术及煤层水力压裂的应用[J]. *煤炭学报*, 2019, 44(S1): 205-213.
- LI Xiaobin, YANG Zhenwei, ZHAO Qiufang, et al. Hydraulic fracture in coalbed methane drilling using microseism double-difference tomography method[J]. *Journal of China Coal Society*, 2019, 44(S1): 205-213.
- [67] 王海柱, 李根生, 郑永, 等. 超临界CO<sub>2</sub>压裂技术现状与展望[J]. *石油学报*, 2020, 41(1): 116-126.
- WANG Haizhu, LI Gensheng, ZHENG Yong, et al. Research status and prospects of supercritical CO<sub>2</sub> fracturing technology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(1): 116-126.
- [68] 孙宝江, 王金堂, 孙文超, 等. 非常规天然气储层超临界CO<sub>2</sub>压裂技术基础研究进展[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 43(5): 82-91.
- SUN Baojiang, WANG Jintang, SUN Wenchao, et al. Advances in fundamental research of supercritical CO<sub>2</sub> fracturing technology for unconventional natural gas reservoirs[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2019, 43(5): 82-91.
- [69] 田苗苗, 张磊, 薛俊华, 等. 液氮致裂煤体技术研究现状及展望[J]. *煤炭科学技术*, 2022, 50(7): 191-198.
- TIAN Miaomiao, ZHANG Lei, XUE Junhua, et al. Research status and prospect of cracking coal by liquid nitrogen[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(7): 191-198.
- [70] 蔡承政, 任科达, 杨玉贵, 等. 液氮压裂作用下页岩破裂特征试验研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2020, 39(11): 2183-2203.
- CAI Chengzheng, REN Keda, YANG Yugui, et al. Experimental research on shale cracking characteristics due to liquid nitrogen fracturing[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2020, 39(11): 2183-2203.
- [71] 秦勇, 李恒乐, 张永民, 等. 基于地质-工程条件约束的可控冲击波煤层致裂行为数值分析[J]. *煤田地质与勘探*, 2021, 49(1): 108-118.
- QIN Yong, LI Hengle, ZHANG Yongmin, et al. Numerical analysis on CSW fracturing behavior of coal seam underconstraint of geological and engineering conditions[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2021, 49(1): 108-118.
- [72] 付海峰, 张永民, 王欣, 等. 基于脉冲致裂储层的改造新技术研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2017, 36(S2): 4008-4017.
- FU Haifeng, ZHANG Yongmin, WANG Xin, et al. Research on new technology of reservoir reconstruction based on pulse fractur-

- ing[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2017, 36(S2): 4008–4017.
- [73] 刘召. 油页岩原位开采气驱止水特征实验和数值模拟及应用研究[D]. 长春: 吉林大学, 2021.
- LIU Zhao. Experimental study and numerical simulation on sealing characteristics of gas flooding in in-situ production of oil shale and its application [D]. Changchun: Jilin University, 2021.
- [74] 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.
- [75] AHAMED M A A, PERERA M S A, LI Dongyin, et al. Proppant damage mechanisms in coal seam reservoirs during the hydraulic fracturing process: A review[J]. *Fuel*, 2019, 253: 615–629.
- [76] LI Nianyin, YU Jiajie, WANG Chao, et al. Fracturing technology with carbon dioxide: A review[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 205: 108793.
- [77] HUANG Z, ZHANG S, YANG R, et al. A review of liquid nitrogen fracturing technology[J]. *Fuel*, 2020, 266: 117040.
- [78] 付德亮, 周世新, 李靖, 等. 煤系有机质演化过程中CO<sub>2</sub>对流体黏度的影响[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(6): 1086–1094.
- FU Deliang, ZHOU Shixin, LI Jing, et al. The impact on fluid viscosity of CO<sub>2</sub> during the evolution of the coal[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(6): 1086–1094.
- [79] 付德亮, 周世新, 马瑜, 等. 煤系有机质演化过程中CO<sub>2</sub>对流体密度的影响[J]. *岩性油气藏*, 2016, 28(2): 41–46, 63.
- FU Deliang, ZHOU Shixin, MA Yu, et al. The Impact on fluid density of CO<sub>2</sub> during the evolution of the coal[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2016, 28(2): 41–46, 63.
- [80] SHARMA S, MAKAVANA M. Density and viscometric study of binary liquid mixtures of morpholine with some aromatic hydrocarbons at temperatures 303.15, 308.15 and 313.15 K[J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2014, 375: 219–227.
- [81] FU Deliang, ZHOU Shixin, XU Guosheng, et al. Phase characteristics and geological significance of coal-generated hydrocarbon: Take the Minhe Basin as an example[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2019, 37(4): 1036–1319.
- [82] PRIMIO R D, HORSFIELD B. From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(7): 1031–1058.
- [83] DI PRIMIO R, DIECKMANN V, MILLS N. PVT and phase behaviour analysis in petroleum exploration[J]. *Organic Geochemistry*, 1998, 29(1): 207–222.
- [84] PEDERSEN K S, BLILIE A L, MEISINGSET K K. PVT calculations on petroleum reservoir fluids using measured and estimated compositional data for the plus fraction[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 1992, 31(5): 1378–1384.
- [85] PEDERSEN K S, CHRISTENSEN P L. Fluids in hydrocarbon basins[J]. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 2007, 65(1): 241–258.
- [86] LI X, KROOSS B M, WENIGER P, et al. Liberation of molecular hydrogen (H<sub>2</sub>) and methane (CH<sub>4</sub>) during non-isothermal pyrolysis of shales and coals: Systematics and quantification[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 137: 152–164.
- [87] LI E, PAN C, YU S, et al. Hydrocarbon generation from coal, extracted coal and bitumen rich coal in confined pyrolysis experiments[J]. *Organic Geochemistry*, 2013, 64: 58–75.
- [88] PENG Ping'an, ZOU Yanrong, FU Jiamo. Progress in generation kinetics studies of coal-derived gases[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(3): 297–306.
- [89] MO H J, HUANG W L, MACHNIKOWSKA H. Generation and expulsion of petroleum from coal macerals visualized in-situ during DAC pyrolysis[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2008, 73(2): 167–184.
- [90] FU Deliang, XU Guosheng, MA Li, et al. Gas generation from coal: Taking Jurassic coal in the Minhe Basin as an example[J]. *International Journal of Coal Science & Technology*, 2020, 7(3): 611–622.
- [91] FU Deliang, ZHOU Shixin, MA Yu, et al. Petroleum accumulation history of Nanbaxian belt: Study of gas generation and fluid phase, northern margin of Qaidam Basin, West of China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 178: 449–458.
- [92] PENG D Y, ROBINSON D B. A new two-constant equation of state[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 1976, 15(1): 59–64.
- [93] PEDERSEN K S, FREDENSLUND A, CHRISTENSEN P L, et al. Viscosity of crude oils[J]. *Chemical Engineering Science*, 1984, 39(6): 1011–1016.