

页岩与富油煤生烃动力学差异及原位共采温度条件

郑瑞辉^{1,2}, 鲍园^{1,3}, 张枝焕⁴, 袁轩¹

(1. 西安科技大学 地质与环境学院, 陕西 西安 710054; 2. 西安科技大学 地质资源与地质工程博士后流动站, 陕西 西安 710054; 3. 西安科技大学 煤炭绿色开采地质研究院, 陕西 西安 710054; 4. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249)

摘 要:鄂尔多斯盆地上三叠统延长组7段(长7段)中-低成熟度页岩占该段总面积的90%以上, 下侏罗统延安组富油煤资源量约为1 414亿t, 长7段页岩和延安组富油煤原位热解转化共采技术是实现煤与页岩内蕴油气资源协同开采的重要途径。针对页岩和煤生烃动力学特征已开展了大量研究, 但页岩和富油煤的地球化学特征和生烃动力学特征差异尚不明确, 制约着富油煤原位热解开发和资源潜力准确评价。基于对长7段页岩和延安组富油煤的地球化学特征对比分析, 选取成熟度相近、有机质丰度不同的4个页岩样品和焦油产率不同的4个富油煤样品, 比较了页岩和富油煤的热解生烃转化率和活化能分布特征; 并将试验所得的动力学参数外推至原位转化条件下, 探讨了页岩和富油煤原位热解页岩油、煤焦油共采的可行性及其温度条件设置。结果表明: 长7段页岩和延安组富油煤均具备生油条件, 且长7段页岩的生油条件优于延安组富油煤。在成熟度相近条件下, 页岩的活化能主频值随有机质丰度增大而增大, 富油煤的活化能主频值随焦油产率增大而降低, 且页岩的活化能分布范围较富油煤集中。在原位转化条件下, 相近成熟度页岩主要生烃期对应的模拟温度随有机质丰度增大而增大, 相近变质程度富油煤主要生烃期对应的模拟温度随焦油产率增大而降低, 且长7段页岩($\text{TOC}=5\%\sim 38\%$, $R_o=0.68\%\sim 0.71\%$)主要生烃期对应的模拟温度范围($226\sim 443\text{ }^\circ\text{C}$)涵盖延安组富油煤($T_{\text{ar,d}}=7\%\sim 15.3\%$, $R_o=0.67\%\sim 0.72\%$)主要生烃期对应的模拟温度范围($282\sim 435\text{ }^\circ\text{C}$)。因此, 对于鄂尔多斯盆地长7段页岩和延安组富油煤而言, 当热解温度达到长7段页岩主要生烃期对应温度时, 即可实现页岩油和上覆煤焦油的原位共热解开采。

关键词: 生烃动力学; 长7段页岩; 延安组富油煤; 原位转化; 热解共采

中图分类号: P618.11 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2025)04-2219-16

Differences in hydrocarbon generation kinetics between shale and tar-rich coal and temperature conditions for in-situ co-production

ZHENG Ruihui^{1,2}, BAO Yuan^{1,3}, ZHANG Zhihuan⁴, YUAN Xuan¹

(1. College of Geology and Environment, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China; 2. Postdoctoral Research Station of Geological Resources and Geological Engineering, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China; 3. Geological Research Institute for Coal Green Mining, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China; 4. College of Geoscience, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

收稿日期: 2024-04-22 策划编辑: 韩晋平 责任编辑: 黄小雨 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2024.0445

基金项目: 陕西省博士后基金资助项目(2023BSHEDZZ307); 国家自然科学基金重点资助项目(42330808); 中国石油天然气股份有限公司战略合作科技专项资助项目(ZLZX2020-02-01-01)

作者简介: 郑瑞辉(1991—), 男, 陕西武功人, 讲师, 博士。E-mail: zhengrh2016@163.com

通讯作者: 鲍园(1983—), 男, 江苏邳州人, 教授, 博士生导师。E-mail: y.bao@foxmail.com

引用格式: 郑瑞辉, 鲍园, 张枝焕, 等. 页岩与富油煤生烃动力学差异及原位共采温度条件[J]. 煤炭学报, 2025, 50(4): 2219-2234.

ZHENG Ruihui, BAO Yuan, ZHANG Zhihuan, et al. Differences in hydrocarbon generation kinetics between shale and tar-rich coal and temperature conditions for in-situ co-production[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(4): 2219-2234.



移动阅读

Abstract: The area of shale exhibiting middle- to low-maturity constitutes over 90% of the total shale area within the seventh Member of the Yanchang Formation (Chang 7 Member) in the Ordos Basin. Additionally, the tar-rich coal resources of the Lower-Jurassic Yan'an Formation are estimated to be approximately 141.4 billion tons. *In-situ* conversion and co-production technology is an important way to realize synergistic exploitation of the Chang 7 Member shale and Yan'an Formation tar-rich coal. Previous studies have been conducted on the hydrocarbon generation kinetics of shale and coal, but the differences in geochemical and hydrocarbon generation kinetic characteristics between shale and tar-rich coal are still unclear. This restricts the accurate evaluation of *in-situ* conversion conditions and resource potential of tar-rich coal. Based on the comparative analysis of geochemical characteristics of the Chang 7 Member shale and Yan'an Formation tar-rich coal, this study selected four shale samples with similar maturity and different organic matter abundance, as well as four tar-rich coal samples with similar maturity and different tar yields, to compare and analyze the pyrolysis hydrocarbon generation conversion rate and activation energy distributions of shale and tar-rich coal. The kinetic parameters obtained from laboratory conditions are extrapolated to the *in-situ* conversion conditions, the feasibility and *in-situ* conversion temperature conditions of shale oil and tar co-production are analyzed. The results show that both the Chang 7 Member shale and Yan'an Formation tar-rich coal have the conditions for oil generation, with the shale demonstrating superior potential compared to the tar-rich coal. Under conditions of similar maturation, the activation energy of shale increases with organic matter abundance, whereas the activation energy of tar-rich coal decreases with higher tar yield. Furthermore, the distribution of activation energy for the Yan'an Formation tar-rich coal is more dispersed than that of the Chang 7 Member shale. In terms of *in-situ* conversion, the temperature corresponding to the main hydrocarbon generation stage of shale with similar maturity increases with the increase of organic matter abundance, while the temperature for tar-rich coal decreases with higher tar yield. The temperature range (226–443 °C) corresponding to the main hydrocarbon generation stage of the Chang 7 Member shale ($\text{TOC}=5\%-38\%$, $R_o=0.68\%-0.71\%$) covers the temperature range (282–435 °C) corresponding to the main hydrocarbon generation stage of the Yan'an Formation tar-rich coal ($T_{\text{ar,d}}=7\%-15.3\%$, $R_o=0.67\%-0.72\%$). Therefore, the *in-situ* pyrolysis co-production of the Chang 7 Member shale oil and Yan'an Formation tar can be achieved when the pyrolysis temperature reaches the temperature corresponding to the main hydrocarbon generation stage of the shale in the Ordos Basin.

Key words: hydrocarbon generation kinetic; Chang 7 Member shale; Yan'an Formation tar-rich coal; *in-situ* conversion; pyrolysis co-production

0 引 言

煤炭、石油、天然气和新能源是中国能源安全稳定供应和经济社会发展的有力保障,以煤炭为主的资源禀赋决定了煤炭资源在我国能源体系中的主体地位在短期内不会改变^[1-3]。富油煤(焦油产率 $>7\%$)作为一种集煤、油、气资源于一体的煤基油气资源^[4],具有油气转化效率高、制油经济成本低等优势,引起了国内学者的高度关注。此外,我国页岩油主要赋存于陆相地层且资源量丰富,已成为我国原油增储上产的重要战略接替能源^[5-6]。鄂尔多斯盆地是我国第二大沉积盆地,上三叠统延长组 7 段(长 7 段)页岩连续厚度大、有机质丰度高且类型好,通过原位转化采收率有望达到 $30\%\sim 60\%$ ^[7-8];下侏罗统延安组富油煤资源量位居全国第一^[9],热解技术可将富油煤中富氢结构转化为焦油、煤气和半焦,将高含碳量的煤转化为低含碳量、高热值的油气资源,具有环保的社会效益和

能源的经济效益^[6,10-11]。目前,富油煤地面干馏热解技术发展较为成熟,但生态破坏严重、环境污染问题突出;原位热解技术尚处于试验阶段,但无尾渣和废气的排放,降低了对生态环境的破坏和地下水污染的风险,是目前富油煤绿色开发的重要发展方向之一^[12-13]。

生烃动力学特征(活化能 E_a 和指前因子 A)是制约沉积岩原位热解生烃潜力和开发条件设置的关键因素^[14]。国内外学者针对泥页岩生烃活化能分布特征及其影响因素开展了大量研究,如黄彩霞等^[15]、齐玉林等^[16]、ZHENG 等^[17]对比了鄂尔多斯盆地长 7 段页岩和泥岩的生烃活化能分布特征,发现受有机质生源构成(有机显微组分组成)影响,页岩活化能分布较泥岩集中;CHEN 等^[18]、张紫芸等^[19]和郑瑞辉等^[8]揭示了沉积相带、成熟度和有机质丰度对长 7 段页岩活化能分布的影响,发现长 7 段页岩活化能分布的主频值随沉积水体变浅、成熟度增大和有机质丰度增高而增大。此外,国内外学者针对煤岩生烃动力学特征及

其影响因素开展了大量研究, 煤的活化能大小及分布特征与煤级和成煤环境密切相关^[20-22]; 针对富油煤的生烃动力学特征影响因素也开展了初步研究工作, 如王瀚姣等^[23]、李改改等^[24]揭示了酸洗和热解温度对延安组富油煤活化能的影响, 且均会造成富油煤活化能平均值增大。

鄂尔多斯盆地长7段页岩镜质体反射率 R_o 值介于0.5%~1.3%, 页岩油地质资源量为 107.30×10^8 t, 技术可采资源量为 10.26×10^8 t, 展现出巨大的资源潜力^[25]; 延安组煤层镜质组最大反射率 $R_{o,max}$ 值介于0.4%~0.8%之间, 焦油产率为3.6%~15.3%, 富油煤占比70%以上^[9]。2024年, 全球第一桶原位热解煤焦油从陕北大保当井田成功提取^[26], 验证了富油煤原位热解制油的可行性, 为富油煤资源安全绿色开发指明了发展方向。因此, 原位热解既是实现长7段中-低成熟度页岩工业开采的重要途径, 也是实现延安组富油煤资源“取氢留碳”的重要手段。鄂尔多斯盆地南部延安组地层和延长组地层相近, 为长7段页岩和延安组富油煤原位热解过程中页岩油和煤焦油共采提供了绝佳的研究区域。页岩有机显微组分以类脂组为主^[8,17], 煤岩有机显微组分以镜质组和惰质组为主。前人已经认识到不同显微组分的生烃活化能分布存在明显差别^[27-29]。因此, 受显微组分组成影响, 页岩和富油煤的生烃动力学特征必然存在差异。前人对页岩生烃活化能分布及其影响因素已经有了较为全面的认识、对富油煤生烃活化能的影响因素也开展了探索, 但长7段页岩和延安组富油煤地球化学特征和生烃动力学特征差异以及有机显微组分组成与活化能之间的定量关系尚不明确。此外, 前人已经认识到成熟度和有机质类型是影响沉积岩生烃动力学参数的重要因素, 但对于成熟度和有机质类型差异不大的富油煤, 焦油产率的差异是否会造成其生烃动力学特征差异也尚不明确。另外, 鄂尔多斯盆地长7段页岩热解油和延安组富油煤热解焦油是否具备共采的可能性及其原位热解温度条件设置仍不清楚。

研究以鄂尔多斯盆地南部长7段页岩和黄陵矿区延安组富油煤为例, 在页岩和富油煤样品地球化学特征综合分析的基础上, 选择8个成熟度相近的页岩(4个)和富油煤(4个)样品进行开放体系热模拟生烃试验, 应用动力学软件对样品非等温热解数据进行动力学参数标定, 探讨页岩和富油煤生烃动力学特征差异及其控制因素, 讨论焦油产率对延安组富油煤动力学特征的影响; 并将试验所得的动力学参数外推至原位热解转化条件下, 分析长7段页岩和延安组富油煤原位转化温度区间, 讨论页岩油和煤焦油共采可行性

及其温度条件, 研究成果将为盆地内长7段页岩油和延安组煤焦油原位共热解开采及其温度条件设置提供科学依据, 将有利于缩短盆地非常规油气资源勘探开发进程, 加快该盆地能源探索进度, 也有利于丰富与完善非常规油气地质理论。

1 样品采集与试验

1.1 样品采集

鄂尔多斯盆地沉积了自古元古界滹沱系以来的各套地层, 其中中生界三叠系延长组是盆地内重要的生油层和储油层^[30], 长7段沉积期盆地达到第一个鼎盛时期, 半深湖-深湖相泥岩和页岩广泛发育, 广泛发育的页岩是盆地内页岩油油源的物质基础; 中生界侏罗系延安组是盆地内最重要的生煤层, 延安组沉积期盆地达到第二个鼎盛时期, 但湖泊水体深度明显变小, 在盆地南部、北部和西部发育了一系列煤田^[31]。研究页岩样品采自鄂尔多斯盆地南部半深湖-深湖相长7段页岩(图1a、图1b), 富油煤样品采自黄陵矿区延安组 J_2y^1 段(图1a、图1c), 页岩和富油煤样品采集后用密封袋保存并立即带至实验室用于后续的模拟试验和测试分析。

1.2 地化特征测试、生烃动力学模拟试验及参数求取

富油煤样品的焦油产率和煤岩特征分析在西安科技大学陕西省煤炭绿色开采地质保障重点实验室完成, 页岩和富油煤样品的基础地球化学特征分析在中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室完成。富油煤样品的焦油产率 $T_{ar,d}$ 测定在D/G-4多功能低温格金干馏测定仪上完成; 页岩和富油煤样品的有机显微组分组成和镜质组反射率测定在徕卡DM 4500P多用途显微镜上完成, 样品的 R_o 值为100个点的平均值; 总有机碳含量TOC在LECO CS230分析仪上完成; 游离烃 S_1 、热解烃 S_2 及最高热解峰温 T_{max} 测定在Rock-Eval II热解仪中的热解模块完成。

页岩和富油煤样品的开放体系热模拟试验采用Rock-Eval II热解仪中的活化能模块完成, 每次取10 mg粉碎至100目(0.15 mm)的样品放入样品舟中开展模拟试验, 试验初始温度设定为200℃, 升温速率分别为10、30、40、50℃/min, 终点温度设定为600℃。页岩和富油煤样品的生烃动力学参数求取在Kinetics 2015. Code Version 6.110版本动力学软件上完成。基于有机质化学组成而提出的平行一级动力学反应模型将沉积岩的热解过程视为若干个具有不同或相同指前因子、不同表观活化能, 且同时发生并假设每个反应互不干扰的平行反应^[32], 该动力学模型可以客观、充分地描述II型干酪根的裂解过程^[33]。

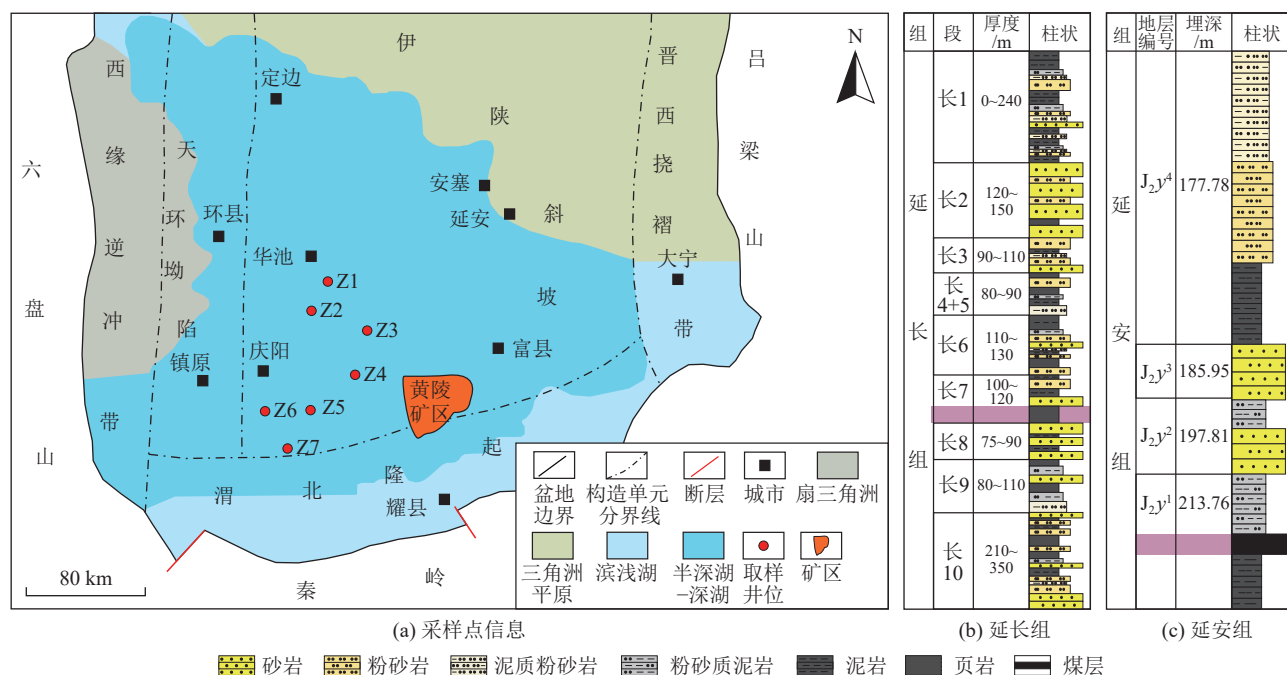


Fig.1 Tectonic units and location of samples and comprehensive columnar sedimentary characteristics of Yanchang Formation and Yan'an Formation, southern Ordos Basin

因此,研究将开放体系热模拟试验所得试验数据(时间、温度、生烃转化率)输入到动力学软件中,采用平行一级动力学反应模型,计算得到页岩和富油煤样品的指前因子及对应的活化能分布。

$$x(T) = \sum_{i=1}^N x_{\infty}(i) \left\{ 1 - \exp \left[\int_{T_0}^T \exp \left(-\frac{E_i}{RT} + \ln A_i - \ln D \right) dT \right] \right\} \quad (1)$$

式中: $x(T)$ 为反应至温度 T 时的总转化率, %; $x_{\infty}(i)$ 为反应 $x(i)$ 占总反应的比例, %; N 为反应的总个数; T_0 为反应起始温度, °C; T 为反应即时温度, °C; E_i 为第 i 个反应的表观活化能, kcal/mol; R 为气体常数; A_i 为第 i 个反应的指前因子, s^{-1} ; D 为升温速率, K/s。

2 结果与讨论

2.1 页岩和富油煤地球化学特征对比分析

鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩 TOC 介于 6.20%~35.39%, 平均值为 21.10%; 生烃潜量 S_1+S_2 介于 20.45~178.79 mg/g, 平均值为 85.72 mg/g; 氢指数 HI 介于 182.58~471.28 mg/g, 平均值为 373.90 mg/g, 为好的生油岩(图 2a)。黄陵矿区延安组煤焦油产率介于 5.43%~10.88%, 平均值为 8.66%; 富油煤 S_1+S_2 值介于 91.05~139.56 mg/g, 平均值为 116.59 mg/g; HI 介于 154.56~180.87 mg/g, 平均值为 169.90 mg/g, 延安组富油煤的 S_1+S_2 平均值略高于长 7 段页岩, 但 HI 明显低于长 7 段页岩, 为中等的生油岩(图 2b)。

鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩有机显微组分主要由类脂组和镜质组组成, 其中类脂组以藻类体、孢子体、树脂体和壳屑体为主, 镜质组以无结构镜质体和镜屑体为主(图 2d、图 3a—图 3c)^[8,17], 有机质类型以 II_1 型为主(图 2d)。延安组富油煤有机显微组分主要由类脂组、镜质组和惰质组组成, 其中类脂组以孢粉体和角质体为主, 镜质组以无结构镜质体为主, 惰质组以丝质体和微粒体为主(图 2d、图 3d、图 3f), 有机质类型以 II_2 型为主(图 2d)。

鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩样品的 R_o 主要分布在 0.53%~0.91%(图 2c), T_{max} 分布在 427~448 °C(图 2e); 黄陵矿区延安组富油煤样品的 R_o 主要分布在 0.54%~0.83%(图 2c), T_{max} 分布在 437~449 °C(图 2e), 表明鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩主要处于低成熟—成熟阶段, 黄陵矿区延安组富油煤主要处于低—中变质程度。

2.2 页岩和富油煤热解生烃转化率对比分析

沉积岩生烃动力学研究是采用化学动力学研究思路分析沉积岩在漫长地质条件下的生烃演化过程, 生烃动力学参数根据化学动力学基本原理和阿伦尼乌斯经验公式求取, 该参数受热演化程度影响显著^[8]。研究在鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩和黄陵矿区延安组富油煤地球化学特征综合对比分析的基础上, 选取成熟度相似的 4 个长 7 段页岩样品和 4 个延安组富油煤样品用于对比 2 类沉积岩生烃动力学特征差

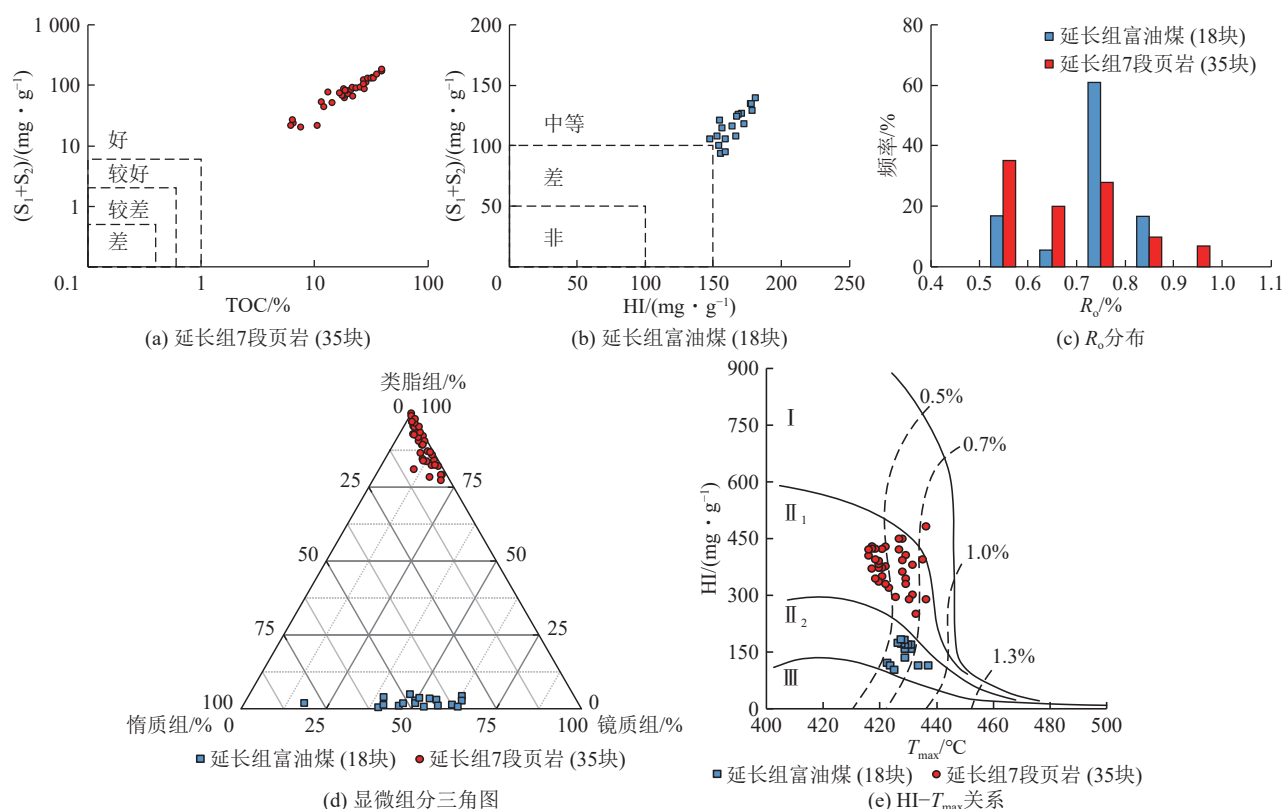


图2 鄂尔多斯盆地南部长7段页岩和延安组富油煤地球化学特征综合评价

Fig.2 Comprehensive evaluation of geochemical characteristics of shale in Chang 7 member and tar-rich coal in Yan'an Formation, southern Ordos Basin

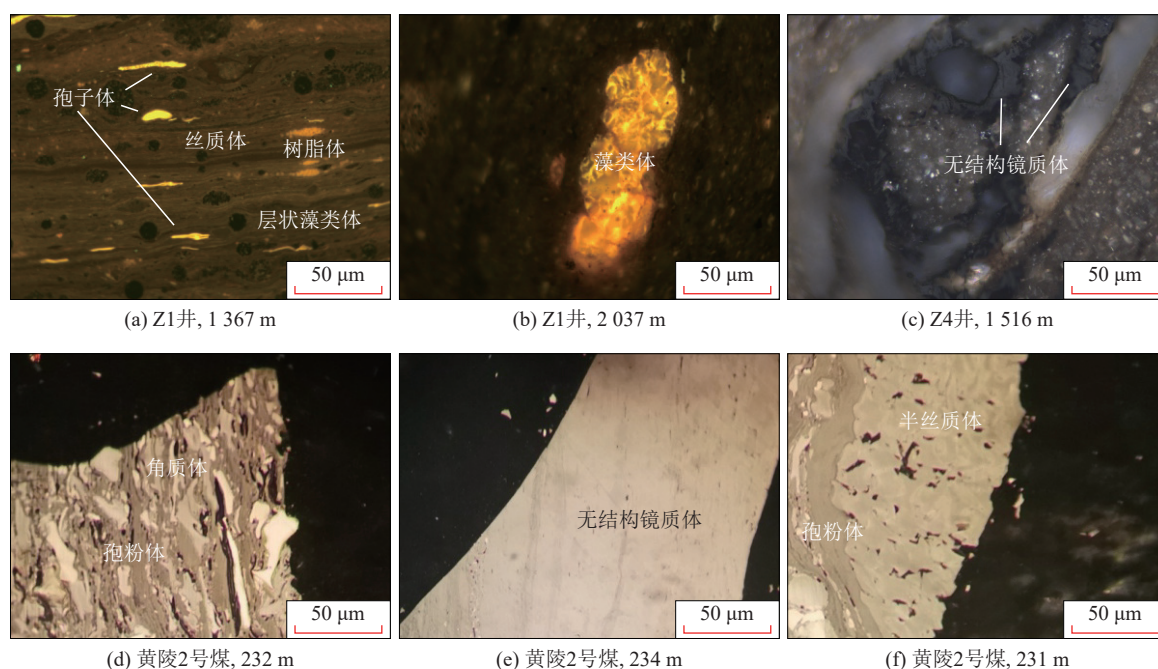


图3 鄂尔多斯盆地南部长7段页岩样品和延安组富油煤样品有机显微组分特征

Fig.3 Organic macerals characteristics of shale samples from Chang 7 member and tar-rich coal samples from Yan'an Formation, southern Ordos Basin

异, 所选样品的基础地球化学信息见表1。

鄂尔多斯盆地南部长7段页岩样品和黄陵矿区延安组富油煤样品不同升温速率条件下的温度-转化

率关系如图4所示。从图4中可以看出, 页岩和富油煤样品的试验值与式(1)计算值拟合效果很好, 表明所选样品的生烃动力学参数可以采用平行一级动力

表 1 研究所选长 7 段页岩和延安组富油煤样品的地质、地球化学信息

Table 1 Geological and geochemical information of the selected Chang 7 Member shale samples and Yan'an Formation tar-rich coal samples for this study.

样品编号 (井号)	深度/m	$T_{ar,d}/\%$	TOC/%	$S_1/$ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	$S_2/$ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	$T_{\max}/^\circ\text{C}$	HI/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	$R_o/\%$	有机显微组分相对含量/%			干酪根 类型
									镜质组	惰质组	类脂组	
Z4	151.5	—	6.63	2.36	21.82	441	329.1	0.71	11.3	2.8	85.9	II ₁
Z5	145.4	—	16.45	7.75	54.67	440	332.3	0.70	13.1	2.2	84.7	II ₁
Z6	143.8	—	20.24	7.91	85.12	439	420.6	0.68	11.4	1.1	87.5	II ₁
Z7	992	—	25.57	8.98	114.65	440	448.4	0.69	14.4	0.7	84.9	II ₁
HL-1	232.8	6.29	64.36	1.05	71.26	442	110.7	0.67	42.0	57.4	0.6	II ₂
HL-2	233.1	7.76	73.56	2.24	98.25	441	133.6	0.71	43.6	55.7	0.7	II ₂
HL-3	233.4	9.75	75.65	3.96	116.86	443	154.5	0.71	46.0	52.8	1.2	II ₂
HL-4	233.7	10.65	69.32	5.31	123.79	441	178.6	0.72	51.4	46.8	1.8	II ₂

学反应模型求取。从页岩和富油煤样品的温度-转化率曲线可以看出,在相同温度时,同一样品中低升温速率的转化率明显高于高升温速率的转化率,反映了化学反应的时-温互补关系。对比页岩和富油煤样品的温度-转化率曲线可以看出,研究区长 7 段页岩和延安组富油煤均具有明显的“生烃转化窗”,其中页岩主要生烃阶段(转化率为 20%~80%)对应的模拟温度范围窄,具有生烃周期短、转化速率快的特征;富油煤主要生烃阶段对应的模拟温度范围较长 7 段页岩宽,具有生烃周期偏长、转化速率偏慢的特征,且长 7 段页岩和延安组富油煤主要生烃阶段对应的模拟温

度范围分别随有机质丰度、焦油产率的增大而缩小(图 4 和表 2)。鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩和黄陵矿区延安组富油煤进入主要生烃阶段(转化率为 20%)对应的模拟温度值分别与 TOC 值、焦油产率值具有很好的正相关性(图 5a、图 5b),而主要生烃阶段末期(转化率为 80%)对应的模拟温度值分别与 TOC 值、焦油产率具有很好的负相关性(图 5c、图 5d)。前人研究表明鄂尔多斯盆地长 7 段页岩的 TOC 值为 5%~38%^[34]、延安组富油煤(含高油煤)的焦油产率值为 7.0%~15.3%^[9]。因此,基于长 7 段页岩和延安组富油煤主要生烃阶段对应模拟温度值与

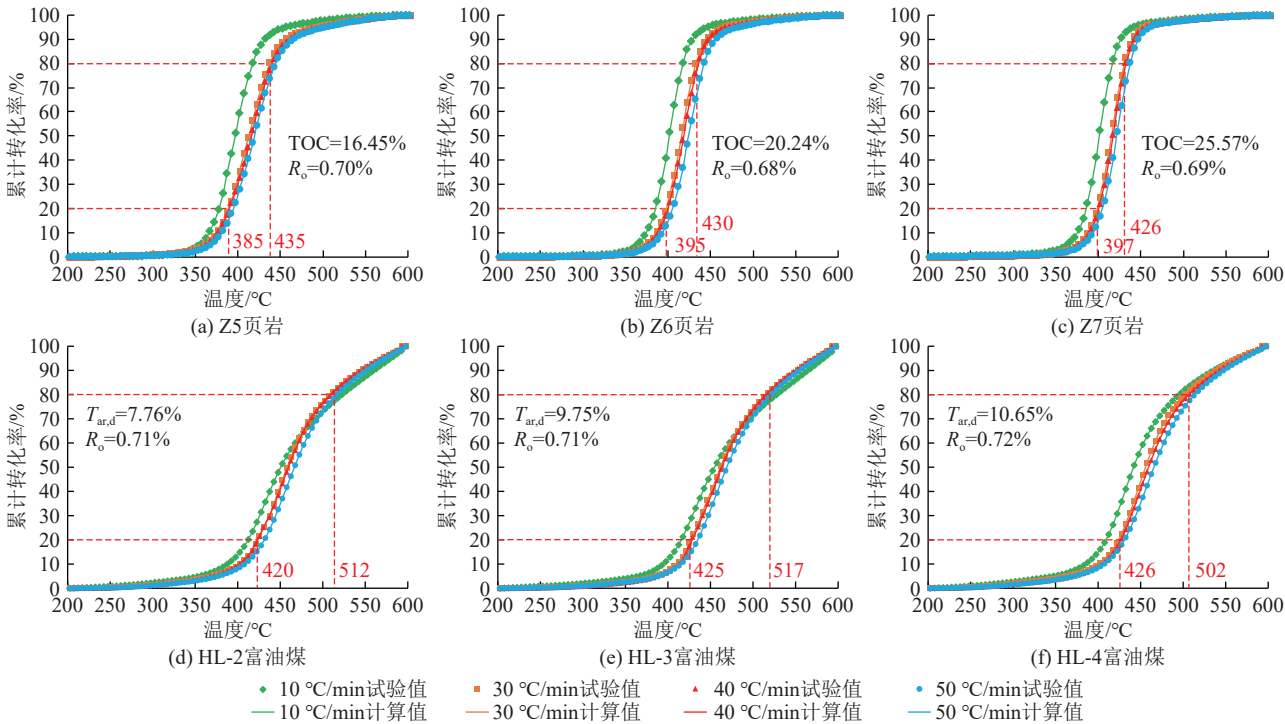


图 4 热模拟条件下页岩和富油煤累计转化率-温度关系

Fig.4 Relationship between accumulative conversion rate and temperature under thermal simulation conditions

TOC 值、焦油产率相关性, 可知长 7 段中-低成熟度页岩 ($R_0=0.68\% \sim 0.71\%$) 主要生烃期对应的模拟温度为 $373 \sim 461\text{ }^{\circ}\text{C}$; 延安组富油煤 ($R_0=0.67\% \sim 0.72\%$) 主要生烃期对应的模拟温度为 $417 \sim 517\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

2.3 页岩和富油煤活化能分布特征对比分析

在指前因子既定的情况下, 活化能的分布范围决定了有机质转化生烃周期时间长短, 主频值大小决定了有机质生烃难易程度, 有机质生烃温度 (成熟度) 门限值随主频值增大而增高^[35]。研究采用 Kinetics 2015 软件计算了所选长 7 段页岩样品和延安组富油

煤样品的生烃动力学参数 (图 6)。以反应分数大于 5% 为界, 从图 6 中可以看出, 在热演化程度相似的情况下, 盆地南部长 7 段页岩和延安组富油煤样品的生烃动力学参数分布特征存在明显差异。长 7 段页岩活化能的指前因子级数介于 $10^{20} \sim 10^{21}$, 生烃活化能分布相对集中, 活化主频介于 $53 \sim 75\text{ kcal/mol}$, 主频活化能占整体的 85% 以上 (图 6); 延安组富油煤活化能的指前因子级数介于 $10^{19} \sim 10^{22}$, 生烃活化能分布分散, 活化能主频介于 $64 \sim 98\text{ kcal/mol}$, 主频活化能占整体的 65% 以下 (图 6)。长 7 段页岩生烃活化能分布范

表 2 研究所选长 7 段页岩和延安组富油煤样品的主要生烃期对应模拟温度和动力学参数

Table 2 Simulated temperature corresponding to the main hydrocarbon generation stage and kinetic parameters of the selected Chang 7 Member shale samples and Yan'an Formation tar-rich coal samples for this study.

样品编号 (井号)	主要生烃期对应模拟温度/ $^{\circ}\text{C}$		主频活化能/ ($\text{kcal} \cdot \text{mol}^{-1}$)	指前因子/ s^{-1}	主要生烃期对应模拟温度($0.5\text{ }^{\circ}\text{C/d}$)/ $^{\circ}\text{C}$	
	20%转化率	80%转化率			20%转化率	80%转化率
Z4	375	460	53~57	3.43×10^{20}	244	276
Z5	385	435	64~68	4.01×10^{20}	279	320
Z6	395	430	66~69	4.77×10^{20}	304	335
Z7	397	426	72~75	7.45×10^{21}	357	385
HL-1	415	520	90~98	5.89×10^{22}	365	441
HL-2	420	512	82~89	1.65×10^{21}	362	426
HL-3	425	517	77~83	4.87×10^{22}	340	413
HL-4	426	502	64~71	4.04×10^{19}	322	387

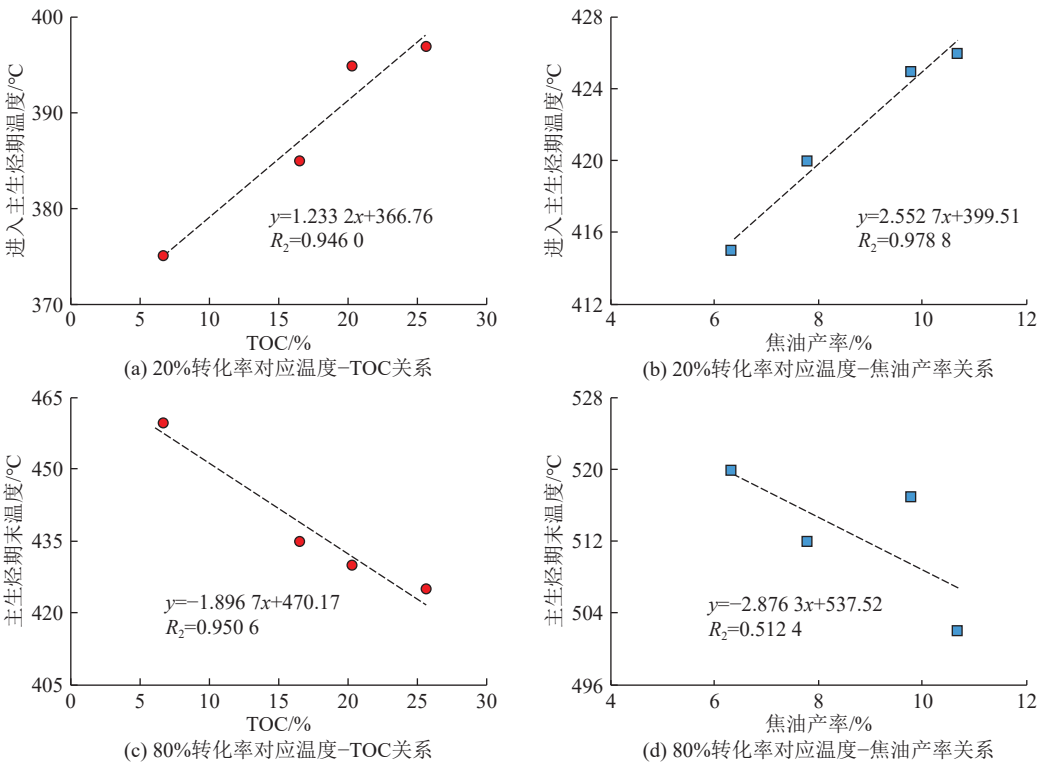


图 5 生烃模拟温度与页岩 TOC 和富油煤焦油产率关系

Fig.5 Relationship between simulated temperature of hydrocarbon generation and TOC of the shale as well as tar yield of tar-rich coal

围集中且活化能主频值低于延安组富油煤,反映其生烃温度阈值低于富油煤,且达到生烃门槛后生烃过程较快;延安组富油煤生烃活化能分布范围分散,部分样品的活化能主频值较高,反映其生烃温度阈值较高,且进入生烃门槛后持续时间较长。页岩和富油煤有机显微组分鉴定结果表明,研究区长 7 段页岩有机显微组分主要由类脂组组成,镜质组和惰质组含量较低(图 2c、表 1);延安组富油煤有机显微组分主要由镜质组和惰质组组成,类脂组含量较低(图 2c、表 1)。根据不同显微组分生烃活化能分布特征可以看出(图 7),长 7 段页岩和延安组富油煤的生烃活化能分布与其显微组分组成基本一致,显微组分相对单一的长 7 段页岩具有相对集中的生烃活化能分布,而显微组分复杂的延安组富油煤具有相对分散的生烃活化能分布。此外,先前研究发现长 7 段页岩生烃活化能的分散程度受有机显微组分中镜质组和惰质组含量的影响,且页岩样品中镜质组和惰质组占比越大,生烃活化能分布越分散^[17]。研究中延安组富油煤生烃活化能的标准差与(镜质组+惰质组)值呈正相关关系(图 8a),表明研究区延安组富油煤生烃活化能的分散程度也随有机显微组分中镜质组和惰质组含量的增大而增大。脂肪链是烃类形成的重要基础,类脂组和镜质组富含脂肪烃类结构,两者均以低环数的芳香层片为主,且类脂组所包含的芳香层片明显低于镜质组;惰质组富含芳香类结构,芳香层片堆叠的有序度及芳香环的缩合度较高,因此不同煤岩显微组分具有不同的生烃动力学特征^[36-38]。进一步说明了有机显微组分组成差

异是造成页岩和富油煤生烃动力学特征差异的根本原因,页岩和富油煤样品有机显微组分组成中类脂组占比越大,其对应的生烃活化能越集中且主频值偏低;有机显微组分组成中镜质组和惰质组占比越大,其对应的生烃活化能越分散且主频值偏高。

对比盆地南部长 7 段页岩的生烃活化能分布特征可以看出,长 7 段页岩的生烃活化能主频值随 TOC 值增大而增大。随页岩样品的 TOC 值由 6.63% 增大到 25.57%,页岩样品的生烃活化能主频值由 53~57 kcal/mol 增大至 72~75 kcal/mol(表 2、图 6),这主要与有机显微组分中藻类类等类脂组的富集程度有关^[8]。对比黄陵矿区延安组不同焦油产率煤的生烃活化能分布特征可以看出,延安组富油煤的生烃活化能主频值随焦油产率增大而降低,随煤样的焦油产率值由 6.29% 增大到 10.65%,样品的生烃活化能主频值由 90~98 kcal/mol 降低至 64~71 kcal/mol(表 2、图 6)。从理论上讲,焦油产率的差异并非造成煤岩生烃活化能分布存在差异的主导因素,不同焦油产率煤之间活化能分布特征的差别主要由有机显微组分组成的不同造成。富氢的有机显微组分是煤岩生油的物质基础^[39],研究区延安组煤样的焦油产率主要取决于有机显微组分中富氢组分的富集程度,煤样焦油产率越高,有机显微组分中富氢组分的占比越大。煤岩有机显微组分中类脂组氢含量最高,其次是镜质体,惰质组最低^[40]。从图 8 中可以看出,4 个成熟度相近的煤样活化能加权平均值与类脂组含量(图 8b)、镜质组含量(图 8c)均成负相关关系,与惰质组含量(图

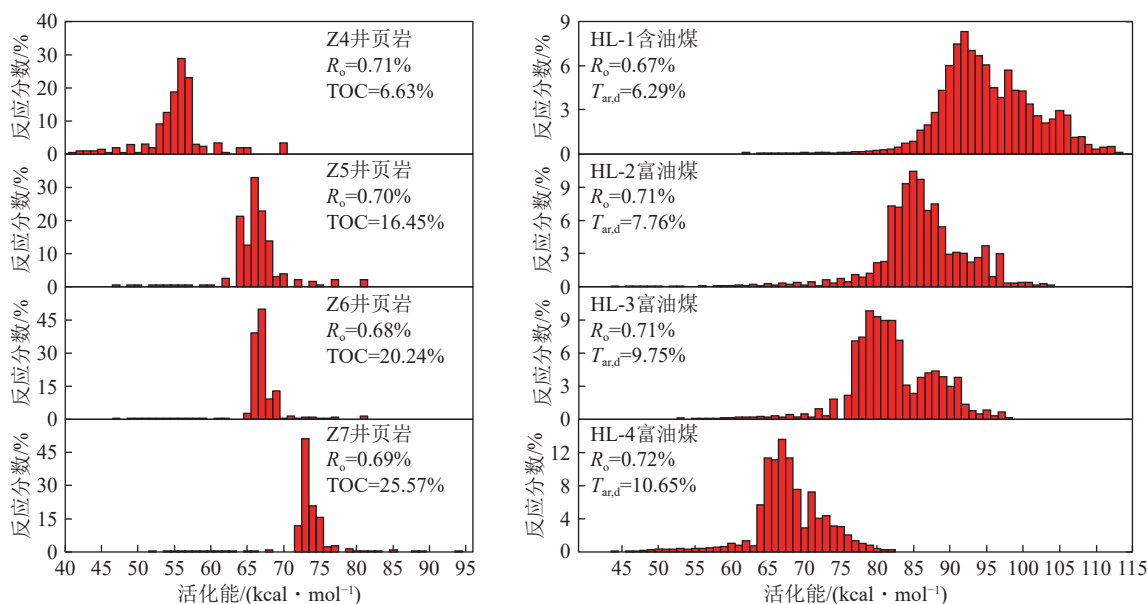
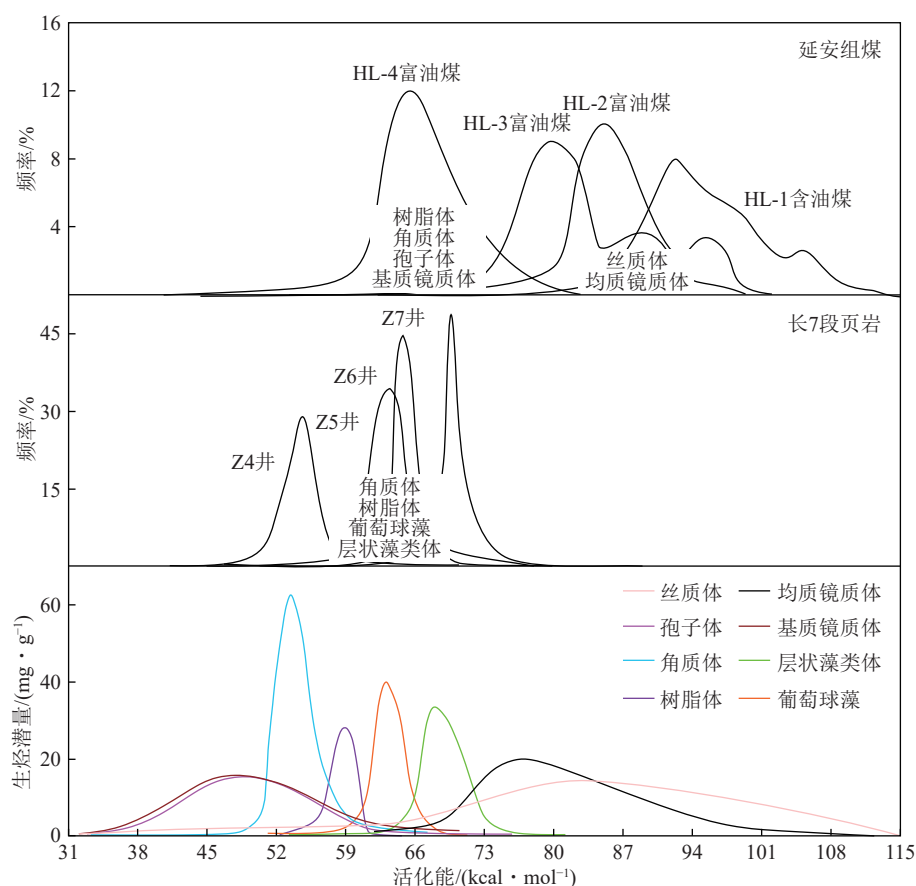


图 6 鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩和黄陵矿区延安组富油煤样品活化能分布

Fig.6 Activation energy diagrams of shale samples from Chang 7 member and tar-rich coal samples from Yan'an Formation in Huangling Mining area, southern Ordos Basin

图7 富油煤和页岩及不同显微组分的活化能分布特征^[27-29]Fig.7 Distribution characteristics of activation energy for the tar-rich coal, shale and various macerals^[27-29]

8d) 成正相关关系。因此,延安组有机质类型相同、成熟度相近煤样的活化能分布特征主要受有机显微组分中富氢组分富集程度的影响,且活化能随富氢组分富集程度的增大而降低。

此外,鄂尔多斯盆地南部长7段页岩样品的生烃活化能主频值与TOC值具有很好的正相关性(图9a),黄陵矿区延安组富油煤样品的生烃活化能主频值与焦油产率具有很好的负相关性(图9b)。结合前人有关鄂尔多斯盆地长7段页岩有机质丰度和延安组富油煤焦油产率研究成果^[9,34]可知:长7段中-低成熟度页岩(TOC=5%~38%)的生烃活化能主频值为52~87 kcal/mol,延安组富油煤($T_{ar,d}$ =7.0%~15.3%)的生烃活化能主频值为43~94 kcal/mol。

2.4 页岩油和煤焦油共采可行性分析及条件设置

地下原位热解技术在油页岩开发领域已取得突破并在现场试验中成功产油,验证了该技术的可行性^[41]。目前,以荷兰壳牌公司的ICP(In-suit Conversion Process)技术最为成熟,且在美国绿河页岩和约旦海相页岩开展的野外试验也均获得成功^[42-44]。鄂尔多斯盆地长7段页岩与绿河页岩生源构成相同,且生油潜力、有机质类型和热导率接近,具备原位转化

的条件^[8,34]。延安组富油煤层的生油潜力(10%)与绿河页岩(11%~13%)接近,埋深(200~500 m)小于绿河页岩(600~700 m),但其导热系数和热扩散系数小于页岩、比热容大于页岩,升高相同温度所需的热量大于页岩^[11,34];全球第一桶原位热解煤焦油的成功提取^[26],表明延安组富油煤具备原位转化的条件。此外,鄂尔多斯盆地南部长7段页岩与延安组煤层平面上分布区域重叠率达到50%以上(图10)^[31,45],纵向上长7段和延安组仅相隔200~550 m的富县组地层和长1-长6段地层(表3),具备页岩油和煤焦油原位共热解开采的地质条件。

目前,油页岩原位转化一般采用0.2~1.0 °C/d的升温速率,壳牌公司ICP技术中采用的升温速率约为0.5 °C/d^[46]。在地质历史演化过程中煤热解生成油气的主要温度为60~135 °C^[47],在实验室初始温度300 °C、5 °C/min的升温速率过程中煤热解生成焦油的主要温度为350~550 °C^[48]。此外,目前富油煤原位热解研究多集中在布井方式和加热方式的探讨^[11],尚无可借鉴的升温速率。研究以0.5 °C/d的升温速率为例计算所选长7段页岩样品和延安组富油煤样品原位热解条件下主要生烃阶段的温度范围,具体外推方法如下:

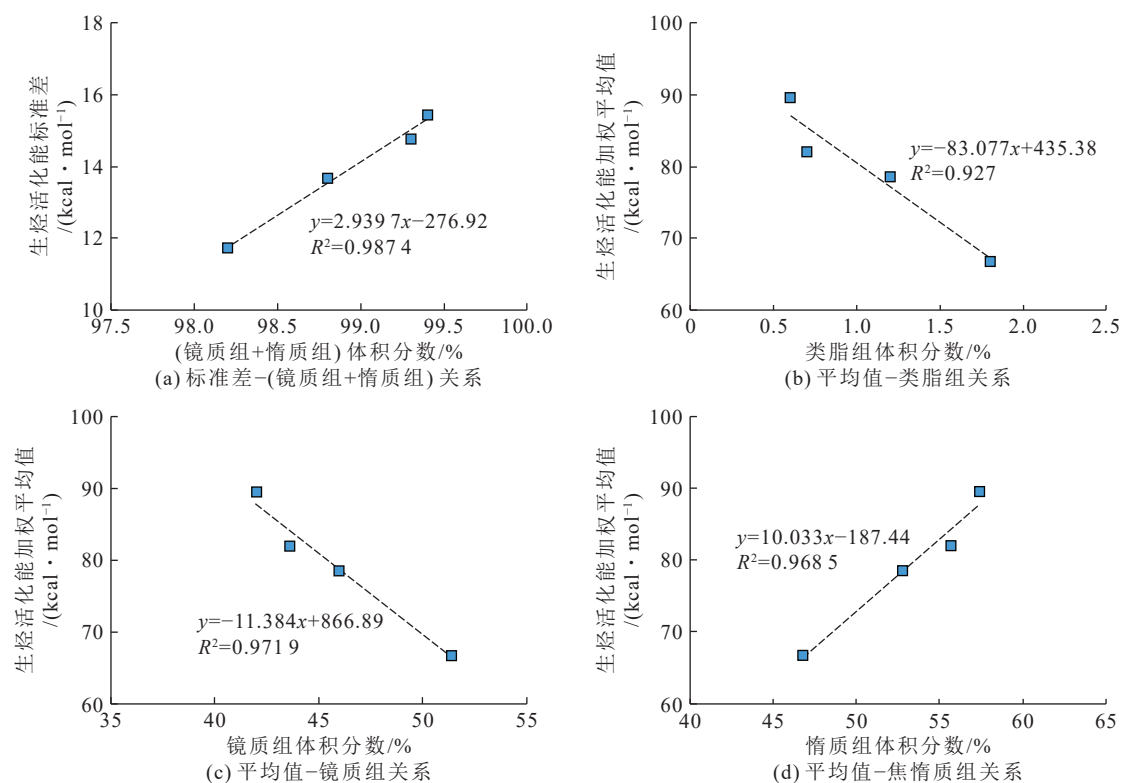


图 8 富油煤活化能标准差、平均值与显微组分关系

Fig.8 Relationship between macerals and the standard deviation, as well as the weighted average of activation energy in tar-rich coal

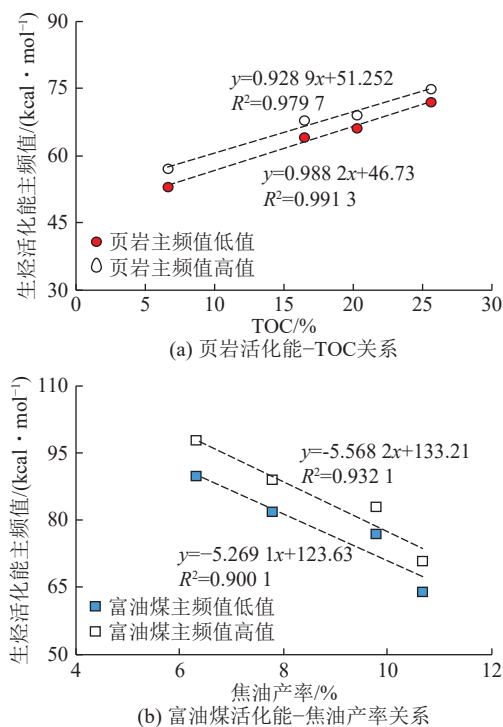


图 9 生烃活化能与页岩 TOC 和富油煤焦油产率关系

Fig.9 Relationship between activation energy and TOC of the shale and tar yield of tar-rich coal

初始温度设定为 150 ℃, 以 0.5 ℃/d 的升温速率升温至 500 ℃, 然后将此地温条件和试验所得页岩/富油煤样品的生烃动力学参数输入到动力学软件, 即可得到

页岩/富油煤样品在该升温速率条件下原位热解的累计生烃转化率随温度变化数据, 建立累计转化率与温度关系曲线 (图 11)。需要注意的是, 地质条件下沉积物中有机质的裂解生烃过程受矿物和放射性元素催化作用、岩石导热率等多种因素影响, 研究仅从生烃机理的角度出发, 探讨页岩油、煤焦油原位共热解开采的可行性及其所需设置的温度范围。

图 11 反映了鄂尔多斯盆地南部热演化程度相近, 但有机质丰度不同的页岩样品和焦油产率不同的富油煤样品在原位转化条件下的温度-转化率关系。在 0.5 ℃/d 的升温速率下, 有机质丰度不同的页岩样品主要生烃期 (转化率: 20%~80%) 对应的温度范围随有机质丰度增高而后移 (图 11a), 焦油产率不同的富油煤样品主要生烃期对应的温度范围随焦油产率增高而前移 (图 11b), 这与页岩和富油煤的活化能分布特征一致。此外, 鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩样品原位转化条件下 (0.5 ℃/d 的升温速率) 主要生烃期对应的温度值与 TOC 值具有很好的正相关性 (图 12a), 黄陵矿区延安组富油煤样品原位转化条件下 (0.5 ℃/d 的升温速率) 主要生烃期对应的温度值与焦油产率具有很好的负相关性 (图 12b)。结合前人有关鄂尔多斯盆地长 7 段页岩有机质丰度和延安组富油煤层焦油产率研究成果^[9,34]可知: 在 0.5 ℃/d 的升温速率下, 鄂尔多斯盆地长 7 段中-低成熟度页岩 (TOC=5%~

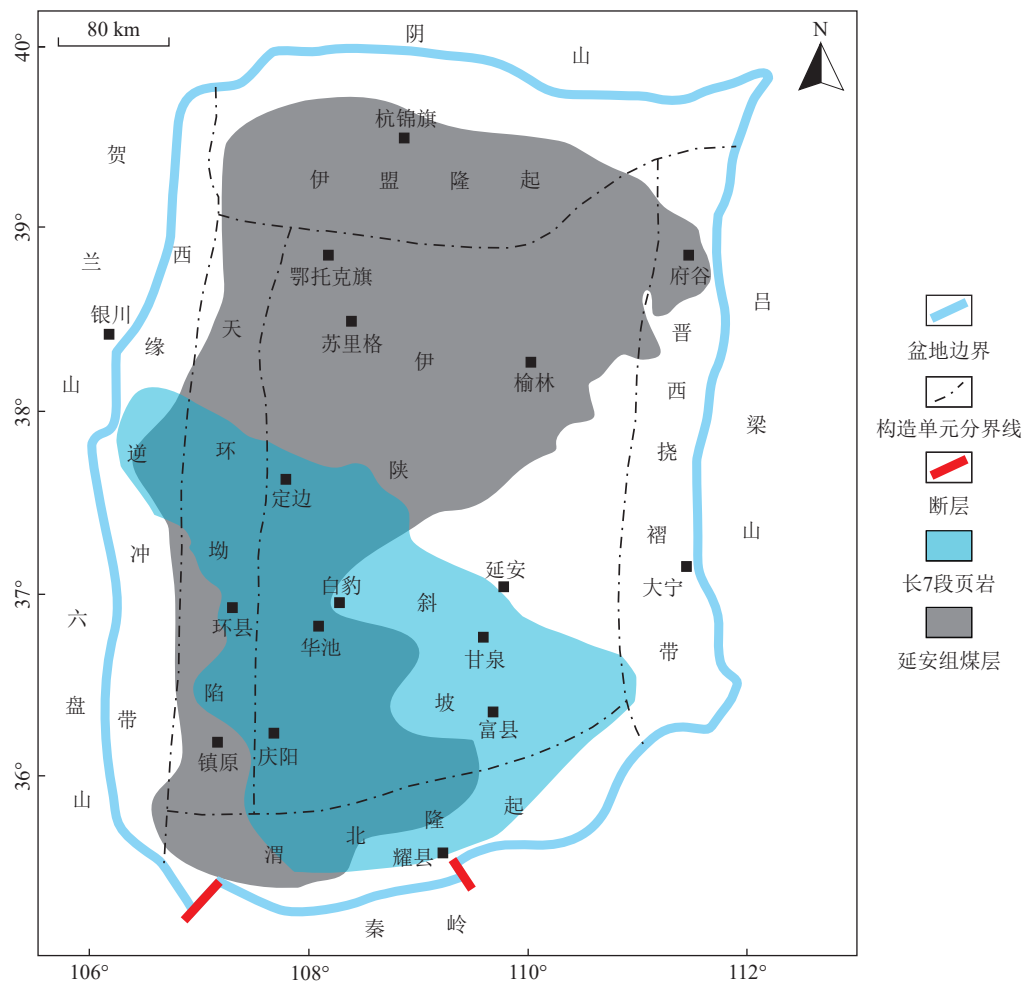


图 10 鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩和延安组煤层平面叠置^[31,45]

Fig.10 Overlapping map of Chang 7 Member shale and Yan'an Formation coal in southern Ordos Basin ^[31,45]

表 3 研究所选钻井地层分层数据

Table 3 Slected drilling formation stratification data for this study

井号	底深/m								厚度/m							
	延安组	富县组	长1	长2	长3	长4+5	长6	长7	延安组	富县组	长1	长2	长3	长4+5	长6	长7
Z1	1 466.4	153.5	—	1 669	1 789	1 882.3	2 000.8	2 116	172.4	68.6	—	134	120	93.3	118.5	115.2
Z2	1 476	—	—	1 698	1 820	1 901	2 020	2 118	150	—	—	222	122	81	119	98
Z3	1 362	—	1 371	1 508	1 624	1 713	1 815	1 919	166	—	45	137	116	89	102	104
Z4	1 017	—	—	1 168	1 288	1 369	1 484	1 586	82.5	—	—	151	120	81	115	102
Z5	1 039	—	—	1 056.5	1 156	1 251.5	1 354.5	1 466.5	101	—	—	17.5	100	95	103	112
Z6	1 125.5	—	—	—	—	1 232	1 344.5	1 454.5	91.5	—	—	—	—	107	112.5	110
Z7	633	—	—	—	732	834.5	941.5	1 040	124	—	—	—	99	102.5	107	98.5

注：“—”代表地层缺失。

38%) 主要生烃期对应的温度范围为 226~443 ℃; 延安组富油煤 ($T_{ar,d}$ =7.0%~15.3%) 主要生烃期对应的温度范围值为 282~435 ℃。

综合以上分析可知,鄂尔多斯盆地长 7 段页岩和延安组富油煤层具备生油的基础地球化学条件和原位热解转化的地质条件。在热演化程度相近的情况

下,长 7 段页岩生烃活化能主频值和原位热解转化条件下主要生烃期对应的温度范围均随有机质丰度增大而增大,延安组富油煤生烃活化能主频值和原位热解转化条件下主要生烃期对应的温度范围均随焦油产率增大而降低。在 0.5 ℃/d 的升温速率原位转化条件下,长 7 段中-低成熟度页岩 (TOC=5%~38%) 主

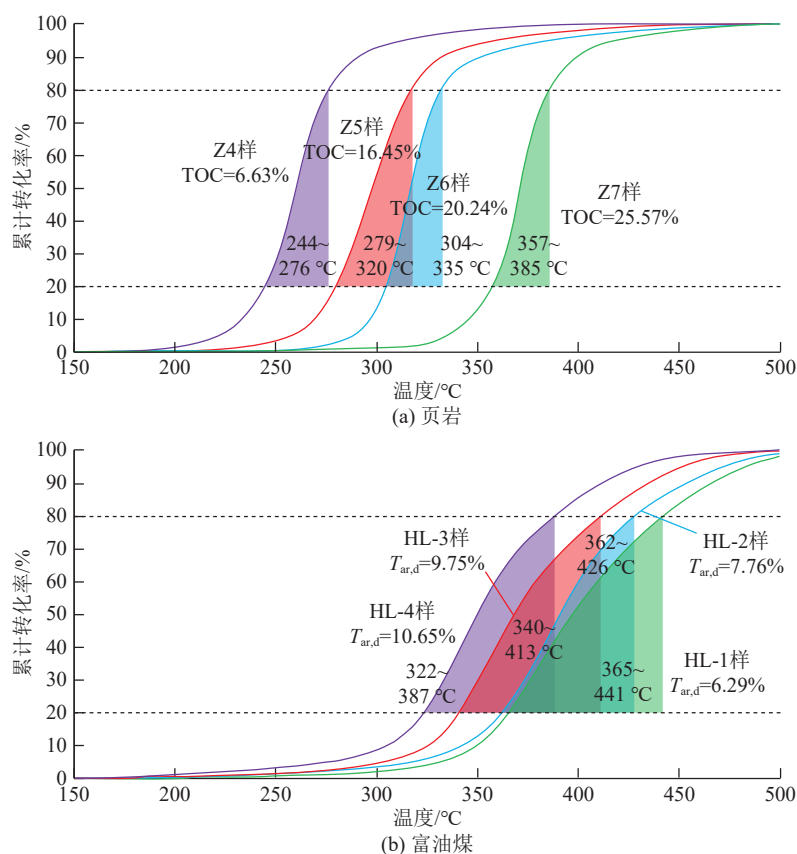


图 11 原位条件下页岩和富油煤累计转化率-温度关系

Fig.11 Relationship between accumulative conversion rate and temperature of shale and tar-rich coal under in-situ conditions

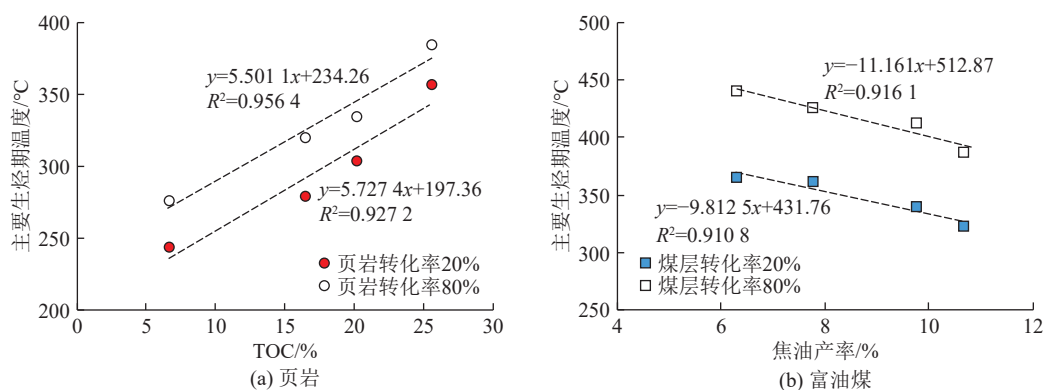
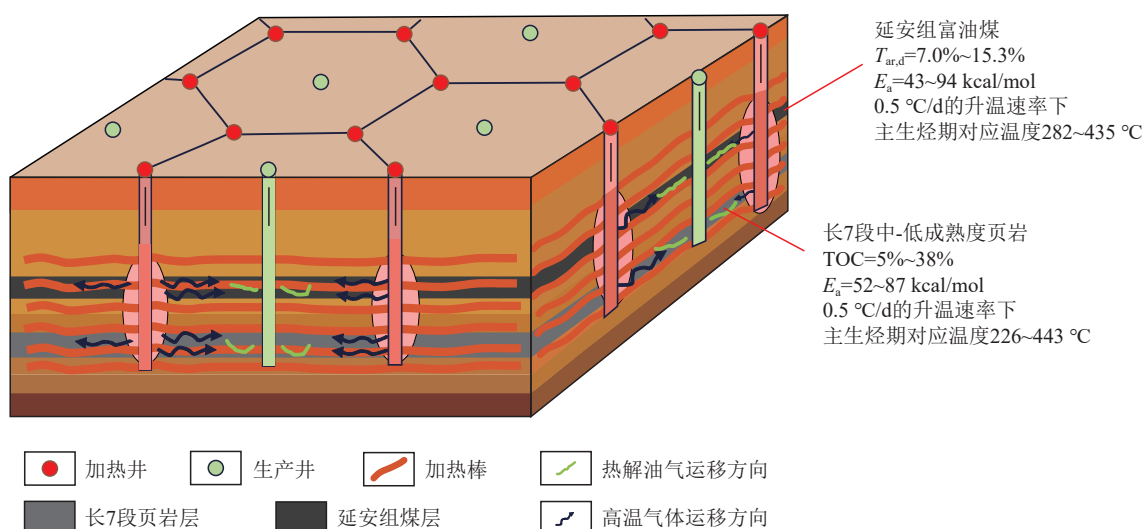


图 12 原位条件下生烃温度与页岩 TOC 和富油煤焦油产率关系

Fig.12 Relationship between simulated temperature of hydrocarbon generation and TOC of shale and tar yield of tar-rich coal under in-situ conditions

要生烃期对应的温度范围为 226~443 °C, 延安组富油煤 ($T_{ar,d}=7.0\%\sim 15.3\%$) 主要生烃期对应的温度范围为 282~435 °C, 长 7 段中-低成熟度页岩主要生烃期对应的温度范围涵盖了延安组富油煤主要生烃期对应的温度范围。此外, 鄂尔多斯盆地长 7 段页岩与延安组煤层平面上分布区域重叠率达到 50% 以上, 纵向上间距相近。因此, 鄂尔多斯盆地同一地区的长 7 段页岩和延安组富油煤具备页岩油和煤焦油原位共热解开采的条件。在长 7 段中-低成熟度页岩原位热

解开发过程中, 当热解温度达到下部长 7 段页岩主要生烃阶段所需温度范围时, 上覆延安组富油煤在加热棒的热解下也进入主要生烃阶段, 长 7 段页岩热解生成的页岩油和上覆延安组富油煤热解生成的煤焦油混合并从生产井中排出 (图 13)。开展长 7 段页岩和上覆延安组富油煤层协同原位热解, 不仅可以降低油气原位转化成本, 实现页岩油和煤焦油的热解共采, 而且煤层气的大量生成可以有效增强原油流动性, 提高油气采收率。

图 13 页岩和富油煤原位转化及其产物合采示意^[49]Fig.13 Schematic diagram of in-situ conversion of shale and rich-oil coal and their co-production of products^[49]

3 结 论

1) 鄂尔多斯盆地南部长 7 段页岩 TOC 值为 $6.20\% \sim 35.39\%$, S_1+S_2 值为 $20.45 \sim 178.79 \text{ mg/g}$, 有机显微组分以类脂组为主, 有机质类型以 II_1 型为主, 为好的生油岩; 延安组富油煤 S_1+S_2 值为 $91.05 \sim 139.56 \text{ mg/g}$, HI 值为 $154.56 \sim 180.87 \text{ mg/g}$, 有机显微组分以镜质组和惰质组为主, 有机质类型以 II_2 型为主, 为中等的生油岩。长 7 段页岩整体上处于低熟—成熟阶段, 延安组富油煤整体上处于低—中变质程度。

2) 成熟度相近条件下, 长 7 段页岩和延安组富油煤主要生烃阶段对应的模拟温度范围分别随有机质丰度、焦油产率的增大而缩小。延安组富油煤的生烃活化能主频值 ($43 \sim 94 \text{ kcal/mol}$) 分布较长 7 段页岩 ($52 \sim 87 \text{ kcal/mol}$) 分散, 且显微组分组成中镜质组和惰质组占比越大, 富油煤的生烃活化能分布越分散且主频值偏高。延安组富油煤焦油产率与有机显微组分中富氢组分的富集程度密切相关, 焦油产率越高, 有机显微组分中富氢组分含量越高, 富油煤的生烃活化能越低。

3) 原位转化条件下, 有机质丰度和焦油产率的差异分别对长 7 段页岩和延安组富油煤主要生烃期温度范围影响显著。在成熟度相近条件下, 随页岩有机质丰度增加, 页岩原位转化对应的主要生烃期温度升高, 达到主生烃期所需加热时间增长; 随富油煤焦油产率增加, 富油煤原位转化对应的主要生烃期温度降低, 达到主生烃期所需加热时间缩短。

4) 在相同升温速率的原位转化过程中, 长 7 段中—低成熟度页岩 ($\text{TOC}=5\% \sim 38\%$) 主要生烃期对应的

原位转化温度范围 ($226 \sim 443 \text{ } ^\circ\text{C}$) 涵盖延安组富油煤 ($T_{ar,d}=7.0\% \sim 15.3\%$) 主要生烃期对应的原位转化温度范围 ($282 \sim 435 \text{ } ^\circ\text{C}$)。热解温度达到长 7 段页岩主要生烃期对应温度范围时即可实现长 7 段页岩油和上覆延安组煤焦油的原位共热解开采。

参考文献(References):

- [1] 武强, 涂坤, 曾一凡, 等. 打造我国主体能源(煤炭)升级版面临的主要问题与对策探讨[J]. 煤炭学报, 2019, 44(6): 1625–1636.
WU Qiang, TU Kun, ZENG Yifan, et al. Discussion on the main problems and countermeasures for building an upgrade version of main energy(coal) industry in China[J]. Journal of China Coal Society, 2019, 44(6): 1625–1636.
- [2] 李勇, 潘松圻, 宁树正, 等. 煤系成矿学内涵与发展——兼论煤系成矿系统及其资源环境效应[J]. 中国科学: 地球科学, 2022, 52(10): 1948–1965.
LI Yong, PAN Songqi, NING Shuzheng, et al. Coal measure metallogeny: Metallogenic system and implication for resource and environment[J]. Science China Earth Sciences, 2022, 52(10): 1948–1965.
- [3] 李勇. 煤结构演化及燃料、原料和材料属性开发[J]. 煤炭学报, 2022, 47(11): 3936–3951.
LI Yong. Coal structure evolution and its fuel, raw material and functional material properties development[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(11): 3936–3951.
- [4] 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.
- [5] 胡素云, 赵文智, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油发展潜力与技术对策[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 819–828.
HU Suyun, ZHAO Wenzhi, HOU Lianhua, et al. Development poten-

- tial and technical strategy of continental shale oil in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 819–828.
- [6] 邹才能, 马锋, 潘松圻, 等. 全球页岩油形成分布潜力及中国陆相页岩油理论技术进展[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 128–142.
- ZOU Caineng, MA Feng, PAN Songqi, et al. Formation and distribution potential of global shale oil and the developments of continental shale oil theory and technology in China[J]. *Earth Science Frontiers*, 2023, 30(1): 128–142.
- [7] 杨智, 邹才能, 付金华, 等. 基于原位转化/改质技术的陆相页岩选区评价: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段页岩为例[J]. 深圳大学学报(理工版), 2017, 34(3): 221–228.
- YANG Zhi, ZOU Caineng, FU Jinhua, et al. Selection of pilot areas for testing in situ conversion/upgrading processing in lacustrine shale: A case study of Yanchang-7 member in Ordos Basin[J]. *Journal of Shenzhen University (Science and Engineering)*, 2017, 34(3): 221–228.
- [8] 郑瑞辉, 李志鹏, 曾文人, 等. 鄂尔多斯盆地长 7 段页岩生烃活化能分布及其对页岩原位转化的启发[J]. 地质学报, 2023, 97(1): 197–209.
- ZHENG Ruihui, LI Zhipeng, ZENG Wenren, et al. Controlling factors of activation energy distribution in the Chang 7 shale and insights into *in situ* conversion of shale, Ordos basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(1): 197–209.
- [9] 杨甫, 段中会, 马丽, 等. 陕西省富油煤分布及受控地质因素[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(3): 171–181.
- YANG Fu, DUAN Zhonghui, MA Li, et al. Distribution and controlled geological factors of oil-rich coal in Shaanxi province[J]. *Coal Science and Technology*, 2023, 51(3): 171–181.
- [10] 谢克昌. “十四五”期间现代煤化工发展的几点思考[J]. 煤炭经济研究, 2020, 40(5): 1.
- XIE Kechang. Reflections on the development of modern coal chemical industry during the 14th Five-Year Plan[J]. *Coal Economic Research*, 2020, 40(5): 1.
- [11] 王苗, 王长安, 宁星, 等. 富油煤原位热解技术研究现状及进展[J]. 煤炭学报, 2024, 49(9): 3969.
- WANG Miao, WANG Changan, NING Xing, et al. Research progress of in-situ pyrolysis technology for tar-rich coal[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(9): 3969.
- [12] 刘淑琴, 畅志兵, 刘金昌. 深部煤炭原位气化开采关键技术及发展前景[J]. 矿业科学学报, 2021, 6(3): 261–270.
- LIU Shuqin, CHANG Zhibing, LIU Jinchang. Key technologies and prospect for in-situ gasification mining of deep coal resources[J]. *Journal of Mining Science and Technology*, 2021, 6(3): 261–270.
- [13] 邹卓, 张莉, 孙杰, 等. 富油煤热解技术及利用前景研究[J]. 中国煤炭地质, 2022, 34(11): 31–34.
- ZOU Zhuo, ZHANG Li, SUN Jie, et al. Study on pyrolysis technology and utilization prospect of oil-rich coal[J]. *Coal Geology of China*, 2022, 34(11): 31–34.
- [14] Connan, J. Time-temperature relation in oil genesis: Geologic notes. *AAPG Bulletin*[J]. 1974, 58(12): 2516–2521.
- [15] 黄彩霞, 张枝焕, 李宇翔, 等. 鄂尔多斯盆地南部地区延长组烃源岩生烃动力学研究及模拟结果分析[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(8): 21–27.
- HUANG Caixia, ZHANG Zhihuan, LI Yuxiang, et al. Hydrocarbon generation kinetics and simulation results analysis of source rocks in Yanchang Formation of the southern Ordos Basin[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2013, 35(8): 21–27.
- [16] 齐玉林, 张枝焕, 夏东领, 等. 鄂尔多斯盆地南部长 7 暗色泥岩与黑色页岩生烃动力学特征对比分析[J]. 现代地质, 2019, 33(4): 863–871.
- QI Yulin, ZHANG Zhihuan, XIA Dongling, et al. Comparative analysis of hydrocarbon generation kinetics of dark shale and black shale of Chang 7 in southern Ordos basin[J]. *Geoscience*, 2019, 33(4): 863–871.
- [17] ZHENG R H, WANG Y F, LI Z P, et al. Differences and origins of hydrocarbon generation characteristics between mudstone and shale in the Seventh Member of the Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2022, 257: 104012.
- [18] CHEN Z H, GUO Q L, JIANG C Q, et al. Source rock characteristics and Rock-Eval-based hydrocarbon generation kinetic models of the lacustrine Chang-7 Shale of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 182: 52–65.
- [19] 张紫芸, 侯连华, 罗霞, 等. 鄂尔多斯盆地长 7 段页岩生烃动力学特征与原位转化温度条件[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(12): 1849–1858.
- ZHANG Ziyun, HOU Lianhua, LUO Xia, et al. Hydrocarbon generation kinetics and *in situ* conversion temperature conditions of Chang 7 Member shale in Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(12): 1849–1858.
- [20] 吴保祥, 段毅, 郑朝阳, 等. 煤生烃动力学研究进展[J]. 煤田地质与勘探, 2006, 34(2): 33–37.
- WU Baoxiang, DUAN Yi, ZHENG (Chao|Zhao)(Yang), et al. Advances in kinetics of hydrocarbon generation from coal[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2006, 34(2): 33–37.
- [21] 金强, 王秀红, 胡晓庆, 等. 煤岩初次和二次生烃动力学及其对沾化凹陷孤北天然气成因的解释[J]. 地球化学, 2008, 37(3): 239–244.
- JIN Qiang, WANG Xiuhong, HU Xiaoqing, et al. Kinetics of primary and secondary generation of coal-derived gases and its application to genesis of natural gases found in Gubei area, Zhanhua Depression[J]. *Geochimica*, 2008, 37(3): 239–244.
- [22] ABBASSI S, EDWARDS D S, GEORGE S C, et al. Petroleum potential and kinetic models for hydrocarbon generation from the Upper Cretaceous to Paleogene Latrobe Group coals and shales in the Gippsland Basin, Australia[J]. *Organic Geochemistry*, 2016, 91: 54–67.
- [23] 王瀚姣, 杜美利, 薛文海, 等. 酸洗对黄陵富油煤结构和动力学特征的影响[J]. 煤炭转化, 2021, 44(4): 37–44.
- WANG Hanjiao, DU Meili, XUE Wenhai, et al. Effects of pickling

- on structure and kinetic characteristic of Huangling oil-rich coal[J]. *Coal Conversion*, 2021, 44(4): 37–44.
- [24] 李改改, 姜鹏飞, 黄佳齐, 等. 富油煤热解过程动力学参数变化规律研究[J]. *煤炭技术*, 2023, 42(10): 52–56.
- LI Gaigai, JIANG Pengfei, HUANG Jiaqi, et al. Study on change of kinetic parameters of tar-rich coal during pyrolysis[J]. *Coal Technology*, 2023, 42(10): 52–56.
- [25] 王建, 郭秋麟, 赵晨蕾, 等. 中国主要盆地页岩油气资源潜力及发展前景[J]. *石油学报*, 2023, 44(12): 2033–2044.
- WANG Jian, GUO Qiulin, ZHAO Chenlei, et al. Potentials and prospects of shale oil-gas resources in major basins of China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(12): 2033–2044.
- [26] 杨晓梅. 全球第一桶地下原位热解煤焦油在陕西成功提取[N]. *陕西日报*, 2024–1–16 (12).
- [27] 许锦, 张彩明, 谢小敏, 等. 富有机质烃源岩中显微组分分离及地球化学特征研究[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(6): 828–835.
- XU Jin, ZHANG Caiming, XIE Xiaomin, et al. Separation of macerals in organic-rich source rocks and their geochemical characteristics[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(6): 828–835.
- [28] 蒋启贵, 王勤, 承秋泉, 等. 不同组分烃源岩生烃动力学特征浅析[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(5): 512–518, 533.
- JIANG Qigui, WANG Qin, CHENG Qiuquan, et al. Discussion on the kinetic characteristics of hydrocarbon generation of different maceral source rocks[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2005, 27(5): 512–518, 533.
- [29] 王峰, 张大江, 徐冠军. 有机显微组分生烃参数的加和性及其应用[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(6): 696–701.
- WANG Feng, ZHANG Dajiang, XU Guanjun. Additivity of hydrocarbon-generation kinetic parameters for organic macerals and its application[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(6): 696–701.
- [30] 杨华, 窦伟坦, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7沉积相分析[J]. *沉积学报*, 2010(2): 10.
- YANG Hua, DOU Weitan, LIU Xianyang, et al. Analysis on sedimentary facies of member 7 in Yanchang Formation of Triassic in Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010(2): 10.
- [31] 杜芳鹏. 鄂尔多斯盆地延安组煤岩学及煤元素地球化学特征[D]. 西安: 西北大学, 2017.
- DU Fangpeng. Petrological and element geochemical characteristics of the Yan'an coals in Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2019.
- [32] QUIGLEY T M, MACKENZIE A S. The temperatures of oil and gas formation in the sub-surface[J]. *Nature*, 1988, 333: 549–552.
- [33] MAHLSTEDT N, HORSFIELD B, DIECKMANN V. Second order reactions as a prelude to gas generation at high maturity[J]. *Organic Geochemistry*, 2008, 39(8): 1125–1129.
- [34] ZHAO W Z, HU S Y, HOU L H. Connotation and strategic role of in situ conversion processing of shale oil underground in the on-shore China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 563–572.
- [35] 钱门辉, 蒋启贵, 李志明, 等. 开放体系下页岩生烃组分动力学研究: 以渤南洼陷为例[J]. *地球化学*, 2017, 46(2): 149–157.
- QIAN Menhui, JIANG Qigui, LI Zhiming, et al. A study on the compositional kinetics of shale hydrocarbon generation under an open system: Taking the Bonan sub-sag as an example[J]. *Geochimica*, 2017, 46(2): 149–157.
- [36] 郭亚楠, 唐跃刚, 王绍清, 等. 树皮残植煤显微组分分离及高分辨透射电镜图像分子结构[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(6): 1019–1024.
- GUO Yanan, TANG Yuegang, WANG Shaoqing, et al. Maceral separation of bark liptobiolite and molecular structure study through high resolution TEM images[J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(6): 1019–1024.
- [37] 李振, 赵凯, 朱张磊, 等. 大保当煤不同显微组分含量与分子结构参数关系[J]. *洁净煤技术*, 2023, 29(S2): 1–11.
- LI Zhen, ZHAO Kai, ZHU Zhanglei, et al. Relationship between different maceral contents and molecular parameters of Dabaodang coal[J]. *Clean Coal Technology*, 2023, 29(S2): 1–11.
- [38] 张战波, 王宏科, 李焕同, 等. 陕北侏罗纪煤不同显微组分的分子结构特征[J]. *能源与环保*, 2022, 44(5): 68–73, 89.
- ZHANG Zhanbo, WANG Hongke, LI Huantong, et al. Molecular structure characteristics of different macerals of Jurassic coal in northern Shaanxi Province[J]. *China Energy and Environmental Protection*, 2022, 44(5): 68–73, 89.
- [39] 刘全有, 刘文汇, 王长华. 依据热模拟实验动态建立煤成烃模式[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(1): 20–25.
- LIU Quanyou, LIU Wenhui, WANG Changhua. Mathematical simulation of coal-generating hydrocarbons based on pyrolysis products from coal macerals under closed system[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(1): 20–25.
- [40] 钟宁宁, 陈恭洋. 中国主要煤系倾气倾油性主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(3): 331–338.
- ZHONG Ningning, CHEN Gongyang. Key controls of the gas and oil preferences of China's major coal-bearing sequences[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(3): 331–338.
- [41] 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): 11.
- 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): 11.
- [42] VINEGAR, H. Shell's in-situ conversion process[C]. 26th Oil Shale Symposium Colorado; Colorado Energy Research Institute, 2006.
- [43] FOWLER T D, VINEGAR H J. Oil shale ICP - Colorado field pilots[C]. SPE Western Regional Meeting. SPE, 2009: SPE-121164-MS.
- [44] MEIJSEN T, EMMEN J, FOWLER T. In-situ oil shale development in Jordan through ICP technology[C]. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. SPE, 2014.
- [45] 潘松圻, 郭秋雷, 邹才能, 等. 页岩型与粉砂岩型“页岩油系统”甜点段判识: 以鄂尔多斯盆地长7段为例[J]. *中国科学: 地球科学*, 2023, 53(7): 1663–1678.

- PAN Songqi, GUO Qiulei, ZOU Caineng, et al. Identification of sweet spots in shale-type and siltstone-type “shale oil systems”: A case study of the Chang 7 Member in Ordos Basin[J]. *Science China Earth Sciences*, 2023, 53(7): 1663–1678.
- [46] 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.
- [47] 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.
- [48] 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.
- [49] 汪友平, 王益维, 孟祥龙, 等. 美国油页岩原位开采技术与启示[J]. *石油钻采工艺*, 2013, 35(6): 55–59.
- WANG Youping, WANG Yiwei, MENG Xianglong, et al. Enlightenment of American’s oil shale *in situ* retorting technology[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2013, 35(6): 55–59.