引用格式：柴世龙, 刘伟, 卞从胜, 等. 原位加热过程中页岩储层的孔隙结构及物性变化特征: 以鄂尔多斯盆地延长组7段3亚段为例[J]. 油气藏评价与开发, 2026, 16(6): 1253-1263.
Chai Shilong, Liu Wei, Bian Congsheng, et al. Characteristics of pore structure and physical property evolution of shale reservoirs during in-situ heating: a case study of the third submember of Chang 7 member of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(6): 1253-1263.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.20250095

原位加热过程中页岩储层的孔隙结构及物性变化特征
——以鄂尔多斯盆地延长组7段3亚段为例

柴世龙[1], 刘 伟[1,2], 卞从胜[1], 李永新[1], 董 劲[1], 关 铭[1], 刘诗局[1], 孙 峥[1], 申静静[1]
（1.中国石油勘探开发研究院，北京 100083；2.怀柔实验室新疆研究院，新疆 乌鲁木齐 830011）

摘要：原位转化过程中页岩储层的物性变化复杂，目前对其机理认识不清。以鄂尔多斯盆地延长组7段3亚段（以下简称长7_3亚段）中—低成熟度页岩为研究对象，利用岩石热解、XRD（X射线衍射）、低温氮气吸附测试、核磁共振测试、扫描电镜观察及孔隙度渗透率测试，对原位加热模拟实验中页岩的生烃潜力、矿物组成、孔隙结构及储层物性的动态演化进行连续观测。研究结果表明：①在加热温度处于275～330 ℃时主要发生干酪根热降解，330～550 ℃区间为已生成原油的二次裂解阶段；②加热过程中，岩石矿物亦发生转变，石英和长石含量小幅上升，黏土矿物占比逐渐增加，黄铁矿和钙质矿物分别在400 ℃和500 ℃时完全分解；③当温度超过300 ℃，页岩孔隙结构及储层物性发生显著改变，有机质孔隙、矿物粒间孔和微裂缝数量增加，大于50 nm的孔隙在孔隙结构中逐渐占据主导地位，孔隙度和平行层理方向渗透率得到大幅改善，当温度达到550 ℃时，相较于原始样品，孔隙度提升超过5倍，平行层理方向渗透率提升超过24倍。研究认为：300 ℃为长7_3亚段页岩原位加热过程中孔隙结构及物性显著改善的阈值温度，超过该温度后孔隙-裂缝网络开始形成；在315～350 ℃区间，大部分干酪根已经完成转化生成油气且孔渗性能得到极大改善，该区间可以作为长7_3亚段页岩原位转化的加热温度窗口。研究成果为鄂尔多斯盆地原位转化现场试验的开展提供了参考。

关键词：鄂尔多斯盆地；延长组；页岩油；热模拟实验；储层改质；孔隙结构；孔隙度演化；渗透率演化
中图分类号：TE122　　**文献标识码**：A

Characteristics of pore structure and physical property evolution of shale reservoirs during in-situ heating: a case study of the third submember of Chang 7 member of Yanchang Formation, Ordos Basin

Chai Shilong[1], Liu Wei[1,2], Bian Congsheng[1], Li Yongxin[1], Dong Jin[1], Guan Ming[1], Liu Shiju[1], Sun Zheng[1], Shen Jingjing[1]

*(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;
2. Xinjiang Research Institute of the Huairou Laboratory, Urumqi, Xinjiang 830011, China)*

Abstract: During the in-situ conversion process, the evolution of physical properties in shale reservoirs is complex, and the underlying mechanisms remain poorly understood. In this study, medium- to low-maturity shale from the third submember of Chang 7 member of the Yanchang Formation in the Ordos Basin was selected as the research object. A series of experiments—including rock pyrolysis, X-ray diffraction (XRD), low-temperature nitrogen adsorption, nuclear magnetic resonance (NMR), scanning electron microscopy (SEM), and porosity-permeability tests—were conducted to continuously observe the dynamic evolution of hydrocarbon generation potential, mineral composition, pore structure, and reservoir properties during simulated in-situ heating. The results showed that: (1) kerogen thermal degradation mainly occurred between 275 ℃ and 330 ℃, while the range of 330-550 ℃ represented the secondary cracking stage of the generated crude oil. (2) During the heating process, rock minerals also underwent transformation, where the contents of quartz and feldspar increased slightly, the proportion of clay minerals gradually increased, and pyrite and calcareous minerals completely decomposed at 400 ℃ and 500 ℃, respectively. (3) When the temperature exceeded 300 ℃, the pore structure and reservoir physical properties of shale underwent significant changes. The

收稿日期：2026-03-18。
第一作者简介：柴世龙（2002—），男，在读硕士研究生，主要从事油气富集机理与分布规律研究。地址：北京市海淀区学院路20号，邮政编码：100083。E-mail：slchai@126.com
通信作者简介：刘伟（1978—），男，博士，高级工程师，主要从事油气富集机理与分布规律研究。地址：北京市海淀区学院路20号，邮政编码：100083。E-mail：liuwei086@petrochina.com.cn
基金项目：国家自然科学基金项目“中低成熟度陆相页岩油资源形成与原位转化开采机理”（U22B6004）；中国石油长庆油田公司关键核心技术攻关项目“鄂尔多斯盆地长7段页岩油新类型富集机理与选区评价”（KJZX2023-01）。

number of organic pores, mineral intergranular pores, and micro-fractures increased, with pores larger than 50 nm gradually becoming dominant in the pore structure. Porosity and permeability parallel to the bedding improved substantially. At 550 ℃, compared to the original samples, porosity increased by more than five times, and permeability parallel to the bedding increased by more than 24 times. The study indicates that 300 ℃ is the threshold temperature for significant improvements in pore structure and physical properties during the in-situ heating of the third submember of Chang 7 member shale, beyond which pore-fracture networks begin to form. Within the temperature range of 315-350 ℃, most kerogen has completed conversion to generate oil and gas, and the porosity-permeability properties are greatly enhanced. This range can serve as the heating temperature window for the in-situ conversion of the third submember of Chang 7 member shale. The research findings provide a reference for conducting in-situ conversion field tests in the Ordos Basin.

Keywords: Ordos Basin; Yanchang Formation; shale oil; thermal simulation experiment; reservoir modification; pore structure; porosity evolution; permeability evolution

2024年中国石油对外依存度依旧高达71.9%,远超国际公认的50%警戒线,且中国常规油气稳产面临挑战[1]。中国陆相页岩油资源潜力巨大,根据页岩成熟度的不同,可以将中国陆相页岩油划分为中—高成熟度(R_o(镜质体反射率)>0.9%)和中—低成熟度(R_o<0.9%)[2-4],其中,中—低成熟度页岩油的技术可采资源量达到(700~900)×10^8 t,有望成为未来石油工业重要的战略接替资源[5-6]。

中—低成熟度页岩干酪根尚未转化且储层物性差,需要利用原位转化技术进行开采[7]。原位加热技术通过在地下直接对油页岩储层进行加热,促使有机质热裂解与储层结构改质,实现油气的原位生成与采出。目前,国际上已发展出多种加热技术路线,主要包括反应热加热、传导加热、对流加热和辐射加热[8]。荷兰壳牌公司提出的ICP技术是目前最为成熟的原位转化技术[8],该技术采用井下电加热器均匀地将地层通过传导方式加热到页岩裂解温度促使干酪根发生热裂解,转化出的油气通过生产井采出,且该技术已通过现场试验并获得工业性油气[9-10]。国内吉林大学选取松辽盆地主力储层,在农安地区嫩江组和扶余地区青山口组开展了局部化学反应法(TSA)原位转化先导试验,均成功产油,TSA法是通过预热地层触发原位链式氧化反应以实现在基本无外部热量输入的情况下完成原位储层加热和干酪根热解产油[8,11-12]。目前国内先导实验也在组织实施,主要在鄂尔多斯和松辽两个盆地进行[7]。

国内外针对原位加热过程中的页岩或油页岩储层改质进行了大量的实验模拟研究,结果表明,在页岩或油页岩的原位加热过程中,其内部会形成大量的复杂孔缝网络,页岩的储集性和渗透性得到极大改善。前人通过核磁共振测试、光学显微镜观测、计算机断层扫描和渗透率测量等实验发现,当温度超过400 ℃,长7段和芦草沟组页岩内部裂缝网络的延伸度、密度、复杂性和连通性显著提高[13]。通过设置更低的升温速率对长7段页岩样品进行模拟实验发现,加热结束后页岩孔隙度提高近10倍,渗透率提升达2~4个数量级[14]。通过扫描电镜对加热过程中的青山口组页岩样品进行成像并结合机器学习对孔隙形态定量描述,发现加热后会在有机质和无机矿物中产生新的孔隙且孔隙的横截面积增大[15],通过模型推导发现数量占比不到8%的孔隙贡献了50%的渗透率[16]。针对油页岩的研究也取得了相似结果,油页岩普遍具有更浅的埋深,更高的TOC(总有机碳),在加热过程中改善效果更好[17-19]。

原位加热过程中页岩孔缝的演化对于增强油气流动性,提高油气采收率具有重要意义[20]。现有研究多以实验室加热温度作为参照进行页岩孔隙结构和渗透率变化的讨论分析,与现场试验存在差异。本文通过计算原位加热条件下不同目标温度对应的Easy%R_o(基于化学动力学的等效镜质体反射率),并映射到实验室加热条件下的目标温度开展原位加热实验模拟,对加热过程中页岩的孔隙结构、物性变化及升温窗口进行研究。

1 实验样品及实验方法

1.1 实验样品

本文样品取自鄂尔多斯盆地铜川地区延长组7段3亚段页岩。页岩样品总有机碳含量为10.62%,成熟度为0.67%,属于富有机质中—低成熟度页岩。

1.2 实验设备与实验方法

1.2.1 原位加热模拟实验

原位加热模拟采用生烃热模拟实验装置。该装置配置有直径2.5 cm、深20 cm的加热釜体,最大工作温度800 ℃,最大工作轴压100 MPa。页岩样品为分别沿平行层理方向和垂直层理方向钻取的直径为2.5 cm的柱塞样各11块,样品均在同一块页岩露头上钻取,以减小非均质性的影响。实验模拟“270 d从50 ℃升至350 ℃”的原位加热条件,升温速率约0.046 3 ℃/h。通过计算原位升温速率条件下各目标温度所对应的Easy%R_o,并映射到实验室升温速率(20 ℃/h)条件下对应的温度进行原位加热模拟,R_o值采用Sweeney等[21]提出的Easy%R_o模型计算得到。加热过程中未设置轴压。原位加热温度和实验室模拟温度的对应关系见表1。

表1　原位加热模拟实验温度设置

Table 1　Temperature settings for in-situ heating simulation experiments

样品编号	原位加热温度/℃	原位加热温度对应的Easy%R_o/%	实验室模拟温度/℃
YC-0	275	0.67	
YC-1	280	0.70	365
YC-2	300	0.80	385
YC-3	315	0.90	400
YC-4	330	1.05	420
YC-5	350	1.30	445
YC-6	360	1.45	455
YC-7	400	2.14	500
YC-8	450	3.18	560
YC-9	500	4.09	620
YC-10	550	4.62	680

1.2.2　实验测量方法

加热后的样品冷却后取出先进行核磁共振、孔隙度和渗透率测试,之后处理成块样用于扫描电镜观察,处理成粉末样进行总有机碳含量、岩石热解、X射线衍射和低温氮气吸附测试。其中孔隙度和渗透率测试分别对垂直层理和平行层理2个方向的样品进行了测试,其他测试实验采用平行层理方向样品进行测试。为保证测试结果的准确性,在核磁共振、孔隙度、渗透率和低温氮气吸附实验前,采用超声波洗油仪器对页岩样品进行洗油直至没有荧光显示,清洗溶剂为丙酮和二氯甲烷的混合液。

总有机碳含量测试使用碳硫分析仪(CS 744)对粉末样品进行测试,依据中华人民共和国国家标准《沉积岩中总有机碳测定》(GB/T 19145—2022)。岩石热解分析使用Rock-Eval全自动岩石热解分析系统测定页岩样品中游离烃含量(S_1)、热解烃含量(S_2),最高裂解温度(T_{max})、氢指数(I_H),依据中华人民共和国国家标准《岩石热解分析》(GB/T 18602—2012)。XRD分析使用AXS D8AA25 X射线衍射仪对粉末样品进行测试,依据中华人民共和国石油天然气行业标准《沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物X射线衍射分析方法》(SY/T 5163—2018)。低温氮气吸附实验使用比表面积及孔径分布仪(ASAP2460-2HD)对粉末样品进行测试,利用BJH模型对低温氮气吸附数据进行分析得到孔径分布图[22]。扫描电子显微镜用于观察页岩样品的微观孔隙特征。孔隙度、渗透率测试使用覆压孔隙度渗透率测量仪(PoroPDP-200)对直径2.5 cm的页岩样品进行测量,渗透率测试范围:$(10^{-5}\sim10^{1})\times10^{-3}$ μm^2,孔隙度测试范围:0.01%~40%,依据中华人民共和国石油天然气行业标准《覆压下岩石孔隙度和渗透率测定方法》(SY/T 6385—2016)。

页岩样品洗油后饱和正十二烷烃进行核磁共振测试。通过核磁共振无法直接获得页岩样品的孔径,将核磁共振T_2谱分布形态与低温氮气吸附得到的孔径分布形态进行对比从而得到核磁共振孔径分布[23-25]。因低温氮气吸附只能表征小于200 nm的孔径分布,选用孔径较小的原始样品在小于200 nm的孔径范围内进行对比。岩石表面弛豫公式如下:

$$\frac{1}{T_2}=\rho_2\left(\frac{S}{V}\right)=\rho_2\frac{F_s}{r_c} \tag{1}$$

式中:T_2为横向弛豫时间,单位ms;ρ_2为弛豫率,单位μm/ms;S/V为孔隙的比表面积,单位μm^{-1};F_s为孔隙形状因子;r_c为孔隙半径,单位μm。

式(1)可转化为如下公式:

$$r_c=\rho_2F_sT_2=CT_2 \tag{2}$$

式中:C为转化系数。

C为转化系数,对于特定的岩石样品,ρ_2和F_s可近似视为常数,因此系数C也应是一个定值,求得C值后即可将核磁共振T_2谱换算为孔径分布。

2　实验结果

2.1　地球化学参数变化特征

由表2可知,当原位加热温度从275 ℃增至315 ℃,TOC含量、S_1、S_2和I_H处于相对高位。随着温度的升高,加热到330 ℃时TOC含量由初始的10.62%降至6.13%,之后稳定在5%~8%,表明原位加热模拟实验中约有40%的原始有机质转化为油气。有效碳含量计算公式[26]如下:

$$C_P=(S_1+S_2)\times0.083 \tag{3}$$

式中:C_P为有效碳含量,%;S_1为游离烃含量,单位mg/g;S_2为热解烃含量,单位mg/g。

在330 ℃时有效碳含量从初始的6.07%降至0.63%,转化率近90%,I_H表现出同样的趋势,页岩样品的生烃潜力快速降低。从330 ℃增至550 ℃时,岩石残余生烃潜力变化较低(图1),主要发生已生成原油的二次裂解过程。在加热早期,最高裂解温度T_{max}稳定在440~450 ℃,之后,在350 ℃时T_{max}跃升至549 ℃,显示页岩样品成熟度的快速升高,由于较高加热温度下S_2值过低导致热解曲线无法识别,450 ℃以上数据点出现异常低值或缺失。

2.2　矿物组成变化特征

加热前,页岩样品的矿物组成主要为黏土矿物(44.33%)和石英(29.67%),其次是长石(10.54%)和黄铁矿(10.05%),以及少量的钙质矿物(3.03%)。在原位加热过程中,黄铁矿含量变化最大,总体呈下降趋势,并在原位温度超过400 ℃后几乎完全分解转化为磁黄铁矿并提供部分孔隙空间[27-29],在高成熟度页岩(如龙马溪组)

表2 鄂尔多斯盆地长7_3亚段页岩总有机碳含量及热解参数

Table 2 Total organic carbon (TOC) content and pyrolysis parameters of shale in the third submember of Chang 7 member in Ordos Basin

样品编号	原位加热温度/℃	ω(TOC)/%	S_1/(mg/g)	S_2/(mg/g)	T_{max}/℃	I_H	有效碳含量/%	总有机碳转化率/%	有效碳转化率/%
YC-0	275	10.62	2.87	70.25	441	661.49	6.07	0	0
YC-1	280	8.57	2.15	45.29	442	528.47	3.94	19.30	35.12
YC-2	300	9.85	2.73	48.00	440	487.31	4.21	7.25	30.62
YC-3	315	7.25	1.27	29.08	442	401.10	2.52	31.73	58.49
YC-4	330	6.13	0.34	7.29	450	118.92	0.63	42.28	89.57
YC-5	350	6.91	0.50	2.43	549	35.17	0.24	34.93	95.99
YC-6	360	7.74	0.61	2.27	556	29.33	0.24	27.12	96.06
YC-7	400	6.14	0.51	0.54	560	8.79	0.09	42.18	98.56
YC-8	450	7.77	0.65	0.15	316	1.93	0.07	27.12	98.91
YC-9	500	5.84	0.46	0.08	430	1.37	0.04	45.01	99.26
YC-10	550	6.42	0.47	0.07	297	1.09	0.04	39.55	99.26

注:ω(TOC)为总有机碳含量,%。

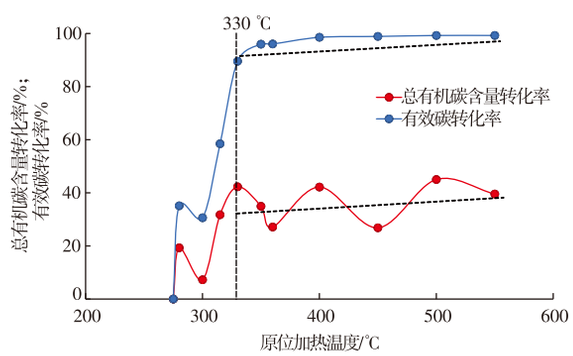


图1 原位加热过程中长7_3亚段页岩总有机碳含量转化率和有效碳转化率变化

Fig. 1 Changes in TOC conversion rate and effective carbon conversion rate of shale in the third submember of Chang 7 member during in-situ heating

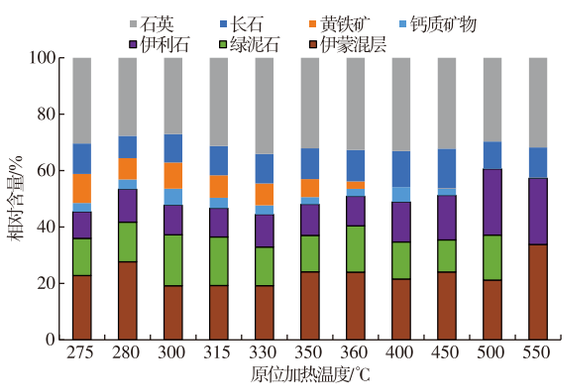


图2 原位加热过程中长7_3亚段页岩矿物组成变化

Fig. 2 Changes in mineral composition of shale in the third submember of Chang 7 member during in-situ heating

中黄铁矿普遍存在[30-31],这与实验观测到的分解现象存在一定偏差,可能是因为实验室中高温短时的加热条件与自然界缓慢的热演化条件存在显著差异,在实际地质条件下,地层温度往往难以达到黄铁矿大量分解需要的温度条件。钙质矿物(方解石、白云石等)的含量变化受到页岩生烃过程中产生的有机酸导致的溶蚀作用影响[32-34],在500 ℃前小幅度波动,在500 ℃后受到热作用影响大量分解[35]。黄铁矿和钙质矿物的消失会导致其他矿物的相对含量有所上升(图2),黏土矿物占比最大,提升明显,长石虽受到溶蚀作用影响,但也在波动中小幅度上升,石英的相对含量也小幅度上升。

加热前黏土矿物中伊蒙混层占比超过50%,其次是绿泥石和伊利石。随着原位加热温度的增加,绿泥石含量在550 ℃前变化不大,550 ℃时完全消失;伊利石含量在400 ℃后显著增加,550 ℃时达到41%;550 ℃之前,伊蒙混层含量在35%~50%区间小幅波动,550 ℃绿泥石消失的同时,伊蒙混层占比升至59%。黏土矿物相对含量变化主要受控于伊蒙混层的伊利石化[36]和绿泥石的高温热分解[37]。

2.3 纳米孔隙演化特征

2.3.1 低温氮气吸附孔径分布特征

采用国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)的分类方法将页岩中的孔隙结构划分为3类:微孔(<2 nm)、中孔(2~50 nm)和大孔(>50 nm)[38]。

原位加热过程中,由低温氮气吸附得到的孔径分布变化不明显(图3a),孔径分布整体呈现无峰形或弱峰形特征,在测试范围内(2~200 nm),孔径越大的孔贡献的孔体积也越大,随温度升高,总孔体积增加。由低温氮气吸附实验得到的孔隙体积结果显示(图3b),随着原位加热温度的增加,大孔(>50 nm)所占的比例逐渐减少,从41%降至35%,中孔(2~50 nm)所占的比例逐渐增加,由初始的59%升至64%左右。

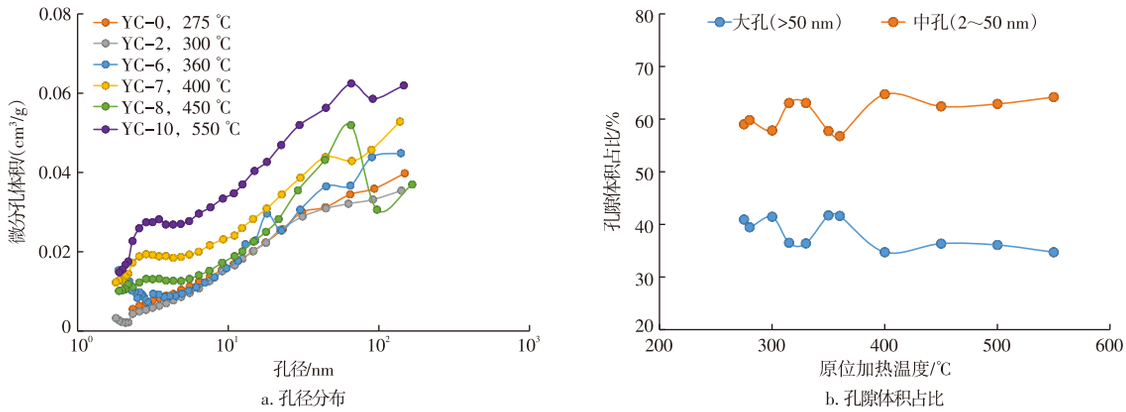


图3　低温氮气吸附测试中长7_3亚段页岩的孔径分布和孔隙体积占比

Fig. 3　Pore size distribution and pore volume fractions of shale in the third submember of Chang 7 member derived from low-temperature N_2 adsorption analysis

2.3.2　核磁共振孔径分布特征

由核磁共振得到的孔径分布和孔隙体积占比如图4所示。原位加热温度275~300 ℃区间,页岩样品的孔径分布为三峰特征(图4a),从左到右峰值强度逐渐降低,孔径分布在10~100 nm范围内的纳米级孔隙数量最多。由图4e可知,原位加热温度280 ℃前微孔+中孔总孔体积和大孔孔体积占比大致相当。当原位温度升至300 ℃后(图4b),10~100 nm的峰值强度不断下降,大于1 000 nm的微米级孔隙占比不断上升,此时微孔和中孔的总孔体积占比有所下降,大孔占比上升。315 ℃后,100~10 000 nm区间的峰取代10~100 nm区间的峰成为最高峰。大孔孔体积占比大幅上升达到84.8%,微孔+中孔孔体积占比下降到15.2%,大孔在孔隙结构中占据主导地位。随着温度的继续升高,孔径分布曲线缓慢左移,第二个峰的峰值孔径由330 ℃的1 152 nm降到550 ℃时的904 nm(图4c、图4d),大孔孔体积占比保持缓慢上升,550 ℃时占比达到86.9%。表明随着原位加热温度的升高,孔隙结构逐渐演变为大孔主导。总峰面积可以用来表示页岩总孔体积的相对变化(图4e),在加热过程中,孔体积总体呈现上升趋势,在350 ℃时经历了一个明显的下降,这可能与该阶段页岩生烃产生的沥青未及时排出有关[39]。核磁共振分析得到的孔隙体积占比结果与低温氮气吸附实验结果有较大差异,这与低温氮气吸附实验的孔径检测范围有关,后者无法检测到大于200 nm的孔隙。

2.3.3　微观孔隙结构特征

使用扫描电镜对页岩样品的微观孔隙结构进行观察(图5),结果显示有机质孔隙、矿物粒间孔和微裂缝随着温度的升高而逐渐增多。原始样品中有机质条带分布,孔隙和微裂缝不发育(图5a),加热至315 ℃后,干酪根开始热解,有机质边缘和内部出现微小的有机质孔及少量的粒间孔(图5b、图5c),进入生烃高峰期后的360 ℃,有机质孔隙有增大的趋势且孔隙连通性显著增强(图5d),400 ℃见溶蚀孔发育(图5e)。黄铁矿在高温下发生显著变化,未加热前莓球状黄铁矿晶形完整(图5f),315 ℃时出现细微的晶间孔(图5g),500 ℃下莓球状黄铁矿形态被严重破坏(图5h),大量晶间孔发育。随温度升高,黏土矿物发生脱水收缩形成层间孔(图5i、图5j),不同矿物粒间孔沿着颗粒边缘拓展延伸(图5k、图5l)。

2.4　孔渗变化特征

在原位加热过程中,页岩平行层理方向孔隙度和垂直层理方向孔隙度接近,而平行层理渗透率和垂直层理渗透率差异极大(图6)。原位加热对长7_3亚段页岩孔隙度和渗透率的提升起到了重要作用,加热结束后孔隙度和渗透率显著高于加热前,孔隙度的提升超过5倍,平行层理方向渗透率的提升超过24倍,垂直层理方向的渗透率始终保持低值,仅在550 ℃时有较大提升,可能是由于大孔连通和裂缝贯穿导致[40]。

当原位温度从275 ℃增至300 ℃,孔隙度(垂直方向)从3.5%波动升至4.9%,渗透率整体较低,该区间处于生油初期,孔隙空间开始缓慢发育,连通性尚未完全建立。从300 ℃增至360 ℃,孔隙度显著增加,垂直层理方向孔隙度在330 ℃时升至7.6%,之后维持在5%~8%范围内;平行层理方向渗透率出现数量级的跃升,330 ℃时提升至0.38×10^{-3} μm²;该区间对应生油高峰期,干酪根热解生成烃类并生成有机质孔[41],生烃增压促使微裂缝产生并沿层理方向发育[42],因此平行层理方向渗透率得到极大提升,储层物性得到显著改善;350 ℃时观察到孔隙度和渗透率均有不同程度的下降,可能是由于有机质生成的沥青堵塞部分孔隙造成的[39]。从360 ℃增至500 ℃,孔隙度和渗透率呈现小幅度下降或稳定趋势,该区间主要发生已生成原油的二次裂解,但残留的重质组分发生焦化形成

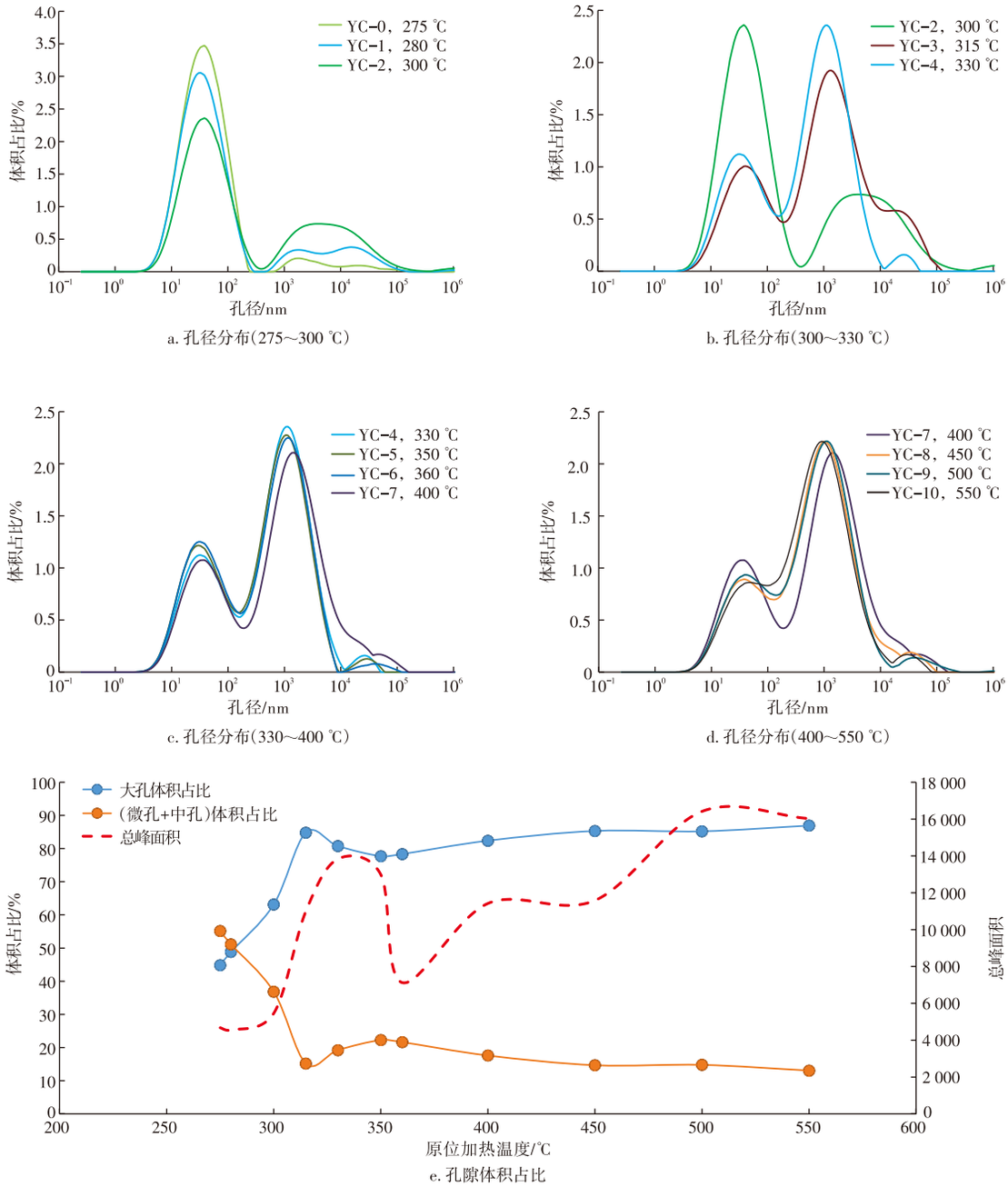


图4　核磁共振测试中长7_3亚段页岩的孔径分布和孔隙体积占比

Fig. 4　Pore size distribution and pore volume fractions of shale in the third submember of Chang 7 member derived from NMR analysis

半焦可能会堵塞部分孔缝[43-44]，同时，缺乏流体支撑的孔隙在高有效应力下发生压实或闭合[45]，导致区间内孔隙度和渗透率暂时下降或停滞。从500 ℃增至550 ℃，孔隙度和渗透率急剧增长，孔隙度最大值达到10.72%(平行层理)和9.21%(垂直层理)，渗透率也达到最大值0.89×10^{-3} μm²(平行层理)和0.09×10^{-3} μm²(垂直层理)。

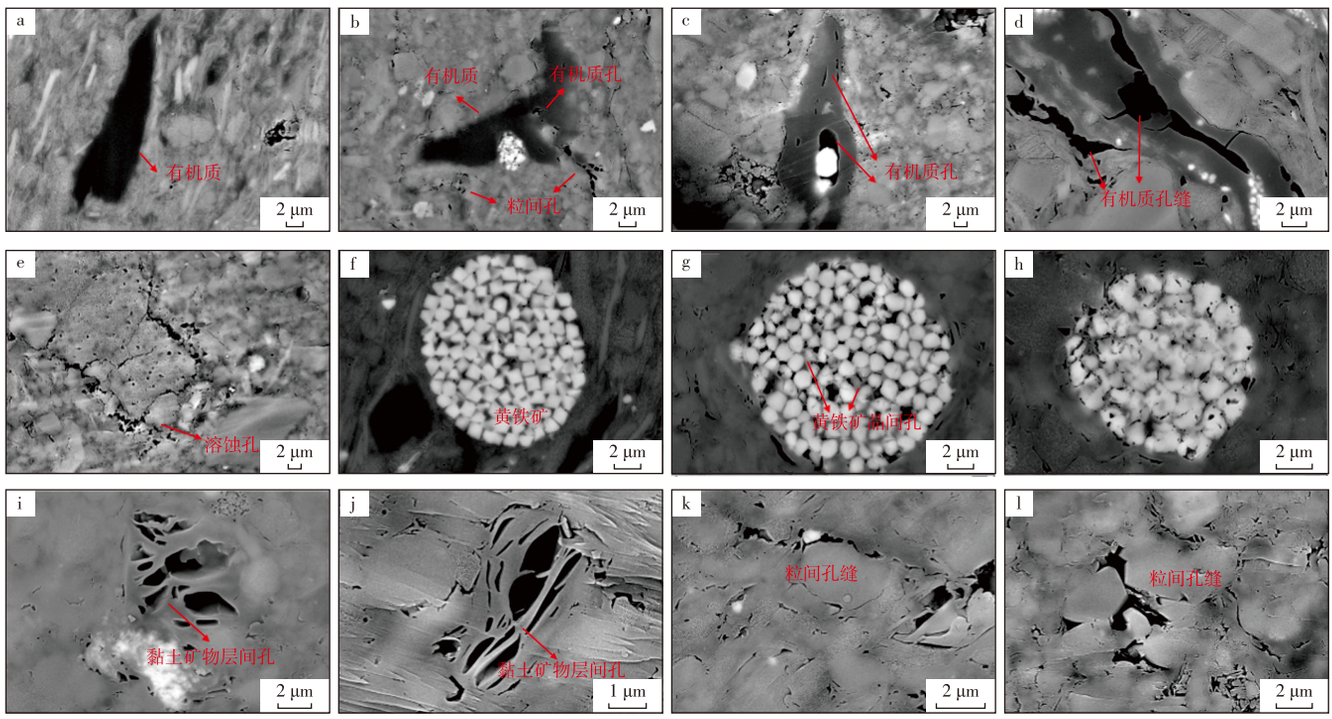
3　讨论和分析

3.1　机理分析

基于上述实验得到的结果，对原位加热模拟实验中全温度区间物性变化的机理进行分析总结。可将其分为4个阶段。

初始热解阶段(R_o：0.67%～<0.80%；原位温度：275～<300 ℃)，页岩样品仍处于中低成熟度。温度升高促使页岩内部的吸附水和层间水的挥发，释放部分纳米孔隙[46]。同时石英、长石等脆性矿物间的热膨胀差异导致破裂沿着层理弱面发育，因此平行层理方向渗透率出现小幅度上升，垂直方向不明显。该阶段有机质开始初步热解，孔隙度和渗透率提升有限。

快速生烃阶段(R_o：0.8%～<1.45%；原位温度：300～<360 ℃)，TOC含量、有效碳含量和热解烃S_2在该阶段快



注：a为YC-0，275 ℃，有机质条带状分布，孔隙不发育；b为YC-3，315 ℃，少量有机质孔和粒间孔；c为YC-4，330 ℃，有机质孔；d为YC-6，360 ℃，有机质孔缝发育；e为YC-7，400 ℃，碎屑颗粒溶蚀孔；f为YC-0，275 ℃，莓球状黄铁矿；g为YC-3，315 ℃，莓球状黄铁矿及晶间孔；h为YC-9，500 ℃，莓球状黄铁矿形态被破坏，晶间孔发育；i为YC-3，315 ℃，黏土矿物层间孔；j为YC-8，450 ℃，黏土矿物层间孔；k为YC-4，330 ℃，碎屑颗粒、矿物粒间孔缝；l为YC-7，400 ℃碎屑颗粒、矿物粒间孔缝。

图5　原位加热过程中长7_3亚段页岩扫描电镜下微观孔隙结构

Fig. 5　Microscopic pore structures of shale in the third submember of Chang 7 member during in-situ heating observed via scanning electron microscopy

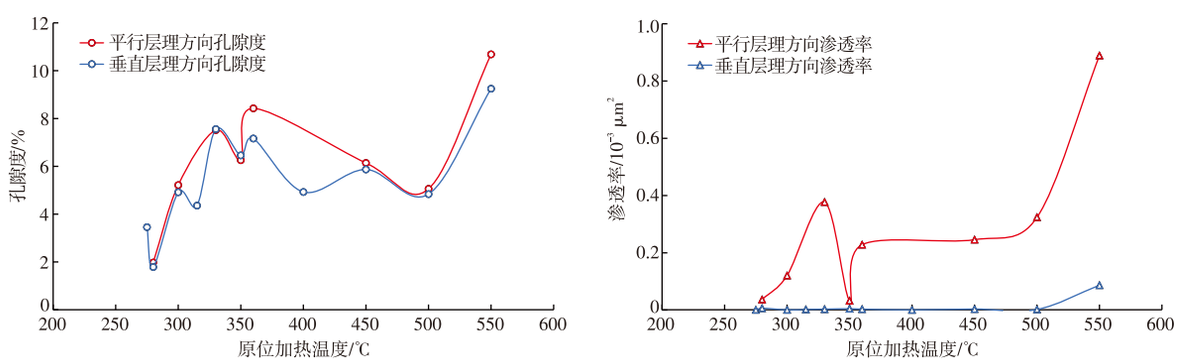


图6　原位加热过程中长7_3亚段页岩孔隙度、渗透率变化

Fig. 6　Changes in porosity and permeability of shale in the third submember of Chang 7 member during in-situ heating

速降低，页岩进入生烃高峰期，孔隙结构与流体性质大幅改变，是储层物性改造的关键窗口。干酪根发生剧烈的降解生成油气，同时伴随纳米孔隙和热解裂缝的生成，生成流体产生的体积膨胀在内部形成局部超压，诱发微裂缝的拓展和新裂缝的产生。生烃过程中释放的有机酸等酸性流体也会对长石和碳酸盐矿物产生化学溶蚀作用，扫描电镜下观察到溶蚀孔，黄铁矿在该阶段开始分解形成晶间孔。350℃时，干酪根大幅热解生成沥青质等重质组分[47-48]，生成的沥青未及时排出导致部分孔喉堵塞[39]，核磁共振总孔体积在该点明显下降，孔隙度和渗透率也不同程度下降。该阶段干酪根热解与生烃增压作用使储层物性得到较大改善，连通性好的孔-缝网络基本形成，垂直层理方向孔隙度由初始的3.5%提升到7.1%，平行层理渗透率由加热初期的0.037×10^{-3} μm²提升到0.250×10^{-3} μm²。

高成熟阶段（R_o：1.45%～4.09%；原位温度：360～500 ℃），该阶段有机质热解基本结束，生成的沥青和页岩油二次裂解为气态烃排出释放孔隙[47]，黄铁矿也在此阶段完全分解形成大量晶间孔和微裂缝，流体排出后的岩石骨架在高压下被压实会导致孔-缝网络连通性变差。该阶段残留的重质组分热解、黄铁矿分解和压实作用共同导致

该阶段孔隙度和渗透率呈现轻微下降或稳定的趋势。

高温重构阶段（R_o>4.09%；原位温度：>500 ℃），极高温度下岩石骨架可能发生物理或化学性质的根本性变化。热稳定性较好的碳酸盐矿物（方解石、白云石等）发生大规模热分解产生新的无机孔隙和裂缝，黏土矿物高温脱水，晶格结构收缩导致胶结强度大幅下降。岩石骨架发生热破裂，微裂缝迅速沿层理方向拓展并相互连通，形成了庞大且连通性好的多尺度孔缝渗流网络。该阶段末期孔隙度和渗透率均达到整个加热过程的最大值，分别为10.7%和0.89 ×10^{-3} μm^2（平行层理方向）。全温度区间，平行层理方向渗透率始终显著高于垂直层理方向渗透率。

3.2　原位转化温度窗口分析

本实验观察到的加热过程中页岩物性的动态变化趋势和前人实验结果基本一致（图7），原位加热温度300 ℃是长7_3亚段页岩物性快速变化的阈值温度，该温度是孔隙度、渗透率第一次快速增长的阶段，也对应有机质的快速生烃起始温度。图8展示了原位加热过程中长7_3亚段页岩生烃、孔隙结构和物性的综合变化，原位温度315～350 ℃是适合长7_3亚段中—低成熟度页岩原位转化的加热温度窗口。该温度区间页岩进入中—高成熟度阶段，有效碳转化率超过50%，大部分干酪根完全裂解生成油气，核磁共振孔体积和孔渗数据均显示页岩储层孔隙结构和物性发生大幅改善，孔隙-裂缝网络基本形成，有利于油气的生成、流动和采出。但要注意避开350 ℃附近的沥青堵塞阶段，这会导致页岩储层的储集性和渗透性严重下降。

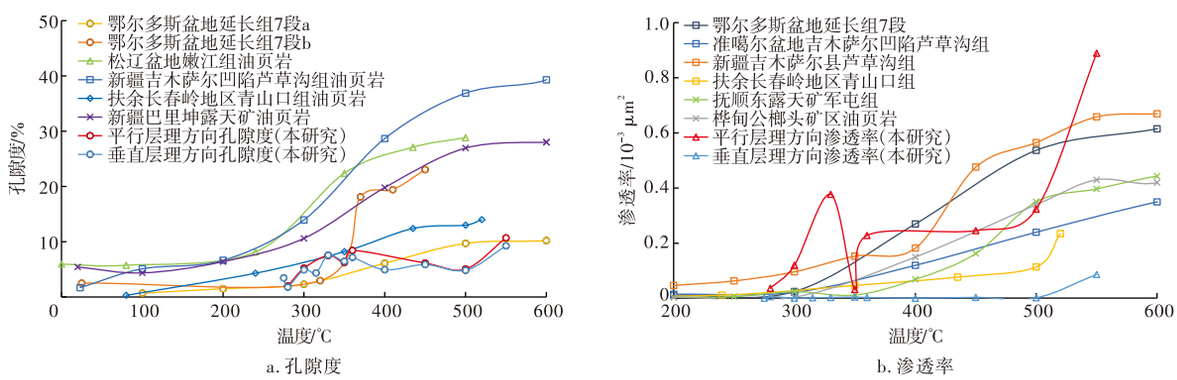
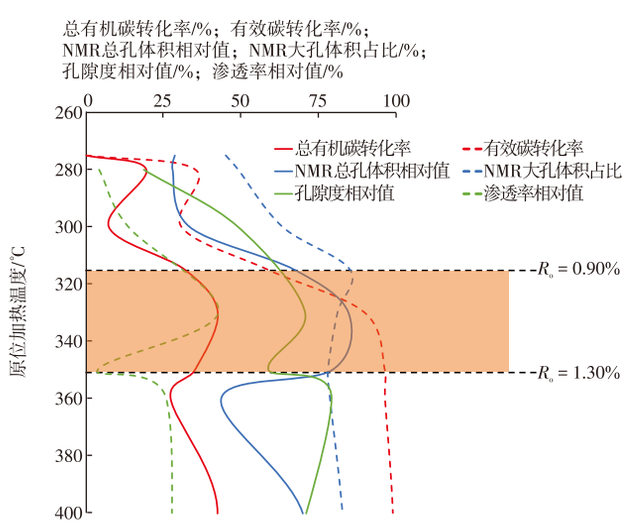


图7　加热过程中不同地区页岩或油页岩孔隙度渗透率变化（据参考文献[13-14,43,49-52]修改）

Fig. 7　Changes in porosity and permeability of shales and oil shales from different regions during heating (modified from references [13-14,43,49-52])



注：图中NMR总孔体积相对值、孔隙度和渗透率相对值均为相对最大值的百分比值，非原始值；NMR为核磁共振。

图8　原位加热过程中长7_3亚段页岩生烃、孔隙结构和物性综合变化

Fig. 8　Comprehensive evolution of hydrocarbon generation, pore structure, and petrophysical properties of shale in the third submember of Chang 7 member during in-situ heating

4　结论

1）原位加热过程中，页岩矿物组成的变化主要发生在400 ℃后。随温度升高，石英和长石的相对含量小幅上升，黏土矿物占比大幅增加，400 ℃时黄铁矿在热作用下完全分解，500 ℃前钙质矿物占比受到热作用和有机酸产生的溶蚀作用影响波动下降，500 ℃后几乎完全分解。

2）超过阈值温度300 ℃后，干酪根快速裂解，生烃潜力迅速降低，页岩内部大量孔隙生成和合并，微裂缝沿着层理面拓展和连通，大于50 nm的孔隙占据主导地位，形成一个庞大复杂的孔隙-裂缝网络，长7_3亚段页岩的孔隙结构、孔隙度和渗透率显著改善，最终相较于原始样品孔隙度提升超过5倍，平行层理方向渗透率提升超过24倍。

3）温度315～350 ℃区间是适合长7_3亚段中—低熟页岩原位转化的温度窗口。该温度区间大部分干酪根已完全裂解生成油气，孔隙-裂缝网络基本形成，页岩储层

储集和渗流能力得到大幅改善,有利于油气的生成、流动和采出。

参 考 文 献

[1] 邹才能, 李士祥, 熊波, 等. 中国建设“能源强国”的内涵、路径与意义[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(2): 463-477.
Zou Caineng, Li Shixiang, Xiong Bo, et al. Connotation, pathways, and significance of building China into an “energy powerhouse”[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 463-477.

[2] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1-10.
Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1-10.

[3] 金之钧, 朱如凯, 梁新平, 等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1276-1287.
Jin Zhijun, Zhu Rukai, Liang Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1276-1287.

[4] 蔡潇, 高玉巧, 何希鹏, 等. 陆相页岩层系纹层组合特征及烃类富集机制: 以苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段为例[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(6): 1315-1327.
Cai Xiao, Gao Yuqiao, He Xipeng, et al. Lamina combination characteristics and hydrocarbon enrichment mechanism of continental shale formations: a case study of the second member of the Paleogene Funing Formation in the Qintong Sag, Subei Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(6): 1315-1327.

[5] 赵文智, 胡素云, 侯连华. 页岩油地下原位转化的内涵与战略地位[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 537-545.
Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua. Connotation and strategic role of in-situ conversion processing of shale oil underground in the onshore China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45 (4): 537-545.

[6] 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.

[7] 赵文智, 赵阳升, 李根生, 等. 陆相中低熟页岩油富集与原位转化科学问题及关键技术[J]. 中国科学基金, 2023, 37(2): 276-284.
Zhao Wenzhi, Zhao Yangsheng, Li Gensheng, et al. Scientific problems and key technologies of enrichment and in-situ transformation of mid-low mature shale oil in continental facies[J]. Bulletin of National Natural Science Foundation of China, 2023, 37 (2): 276-284.

[8] 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.

[9] Fowler T D, Vinegar H J. Oil shale ICP-Colorado field pilots[C]//SPE Western Regional Meeting. 2009 (SPE 121164): 270-284.

[10] Alpak F O, Vink J C, Gao G H, et al. Techniques for effective simulation, optimization, and uncertainty quantification of the in-situ upgrading process[J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2013, 3/4: 1-14.

[11] 郭威, 孙友宏, 李强, 等. 油页岩局部化学反应法原位转化技术及松辽盆地先导试验工程[J]. 石油学报, 2024, 45(7): 1104-1121.
Guo Wei, Sun Youhong, Li Qiang, et al. Oil shale in-situ conversion technology triggered by topochemical reaction method and pilot test project in Songliao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(7): 1104-1121.

[12] 白文翔, 孙友宏, 郭威, 等. 吉林农安油页岩地下原位裂解先导试验工程[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2017, 44(增刊1): 182-187.
Bai Wenxiang, Sun Youhong, Guo Wei, et al. Pilot test project of oil shale in-situ pyrolysis in Nong’an of Jilin[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2017, 44(S1): 182-187.

[13] 韦自健, 盛家平, 张潇. 中—低成熟度页岩油原位转化对储集层的改造能力[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(4): 485-496.
Wei Zijian, Sheng Jiaping, Zhang Xiao. Stimulation capability of low-medium maturity shale oil reservoir during in-situ conversion[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(4): 485-496.

[14] Zhao Z Y, Hou L H, Liu B, et al. Heat-induced pore structure evolution in the Chang 7 member shale of the southern Ordos Basin during in situ conversion process[J]. Journal of Marine Science and Engineering, 2023, 11(7): 1363.

[15] Liu J, Bai X, Elsworth D. Evolution of pore systems in low-maturity oil shales during thermal upgrading: quantified by dynamic SEM and machine learning[J]. Petroleum Science, 2024, 21(3): 1739-1750.

[16] He B, Xie L Z, Liu X, et al. Mechanistic controls on permeability evolution in thermally-upgraded low-maturity oil shales: Application of machine learning outputs[J]. Unconventional Resources, 2024, 6: 100133.

[17] Zhang Y, Wang L, Yang D, et al. Study on the construction of 3D complex pore networks and the dynamic evolution of seepage pathways in oil shale during in-situ pyrolysis by convective heating [J]. Energy, 2025, 333: 137276.

[18] Kang Z Q, Li Y L, Wang L, et al. Characterization of fracture and percolation processes in oil shale under conduction and convection heating modes based on micro-CT technology[J]. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 2024, 181: 106601.

[19] Subbotina M, Mukhina E, Karamov T, et al. Evolution of reservoir properties of oil shale rocks under hydro-thermal treatment: investigations from micro- to macro-scale[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 228: 211972.

[20] 陈国辉, 蒋恕, 李醇, 等. 加热过程中页岩储层改质效果研究进展[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 286-296.
Chen Guohui, Jiang Shu, Li Chun, et al. Progress in shale reservoir upgrading through in-situ heating[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43

(2): 286-296.

[21] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74 (10): 1559-1570.

[22] Barrett E P, Joyner L G, Halenda P P. The determination of pore volume and area distributions in porous substances. I. computations from nitrogen isotherms[J]. Journal of the American Chemical Society, 1951, 73(1): 373-380.

[23] 李海波, 朱巨义, 郭和坤. 核磁共振T_2谱换算孔隙半径分布方法研究[J]. 波谱学杂志, 2008, 25(2): 273-280.
Li Haibo, Zhu Juyi, Guo Hekun. Methods for calculating pore radius distribution in rock from NMR T_2 spectra[J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2008, 25(2): 273-280.

[24] Li J J, Yin J X, Zhang Y N, et al. A comparison of experimental methods for describing shale pore features: a case study in the Bohai Bay Basin of Eastern China[J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 152: 39-49.

[25] Jiang F J, Huo L N, Chen D, et al. The controlling factors and prediction model of pore structure in global shale sediments based on random forest machine learning[J]. Earth-Science Reviews, 2023, 241: 104442.

[26] 卢双舫, 张敏. 油气地球化学[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2017.
Lu Shuangfang, Zhang Min. Oil and gas geochemistry[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.

[27] Ma X X, Zheng J J, Zheng G D, et al. Influence of pyrite on hydrocarbon generation during pyrolysis of type-III kerogen[J]. Fuel, 2016, 167: 329-336.

[28] Liu G, Liu R, Du J F, et al. Study on pore structure and fractal characterization during thermal evolution of oil shale experiments[J]. ACS Omega, 2022, 7(15): 12922-12936.

[29] 盖蓉华. 矿物质对油页岩热解行为的影响[D]. 大连: 大连理工大学, 2013.
Gai Ronghua. Effect of minerals on the pyrolysis behavior of oil shale [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2013.

[30] 赵欣. 四川盆地龙马溪组富有机质页岩孔隙发育演化特征及控制因素研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2023.
Zhao Xin. Study on pore development and evolution characteristics and controlling factors of organic-rich shale in Longmaxi Formation, Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2023.

[31] 杨向荣, 严德天, 佘晓慧, 等. 四川盆地万和剖面下志留统龙马溪组黄铁矿成因及其对气候的影响[J/OL]. 沉积学报, [2025-10-29]. https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2025.023.
Yang Xiangrong, Yan Detian, She Xiaohui, et al. Formation mechanism of pyrite in the Longmaxi Formation, Wanhe section of the Sichuan Basin, and its influence on climate[J/OL]. Acta Sedimentologica Sinica, [2025-10-29]. https://doi. org/10.14027/j.issn.1000-0550.2025.023.

[32] 佘敏, 寿建峰, 沈安江, 等. 从表生到深埋藏环境下有机酸对碳酸盐岩溶蚀的实验模拟[J]. 地球化学, 2014, 43(3): 276-286.
She Min, Shou Jianfeng, Shen Anjiang, et al. Experimental simulation of dissolution for carbonate rocks in organic acid under the conditions from epigenesis to deep burial environments[J]. Geochimica, 2014, 43(3): 276-286.

[33] 董春梅, 马存飞, 栾国强, 等. 泥页岩热模拟实验及成岩演化模式[J]. 沉积学报, 2015, 33(5): 1053-1061.
Dong Chunmei, Ma Cunfei, Luan Guoqiang, et al. Pyrolysis simulation experiment and diagenesis evolution pattern of shale[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(5): 1053-1061.

[34] 霍秋立, 曾花森, 付丽, 等. 松辽盆地北部青一段泥页岩储集特征及孔隙演化[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1): 1-8.
Huo Qiuli, Zeng Huasen, Fu Li, et al. Accumulating characteristics and pore evolution for Member Qing-1 mud shale in North Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(1): 1-8.

[35] Jukkola E E, Denilauler A J, Jensen H B, et al. Thermal decomposition rates of carbonates in oil shale[J]. Industrial & Engineering Chemistry, 1953, 45(12): 2711-2714.

[36] 张顺, 刘惠民, 王敏, 等. 东营凹陷页岩油储层孔隙演化[J]. 石油学报, 2018, 39(7): 754-766.
Zhang Shun, Liu Huimin, Wang Min, et al. Pore evolution of shale oil reservoirs in Dongying sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(7): 754-766.

[37] Steudel A, Kleeberg R, Koch C B, et al. Thermal behavior of chlorites of the clinochlore-chamosite solid solution series: Oxidation of structural iron, hydrogen release and dehydroxylation[J]. Applied Clay Science, 2016, 132-133: 626-634.

[38] Rouquerol J, Avnir D, Fairbridge C W, et al. Recommendations for the characterization of porous solids[J]. Pure and Applied Chemistry, 1994, 66(8): 1739-1758.

[39] Wang Y, Liu L F, Zheng S S, et al. Full-scale pore structure and its controlling factors of the Wufeng-Longmaxi shale, southern Sichuan Basin, China: Implications for pore evolution of highly overmature marine shale[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2019, 67: 134-146.

[40] 王国营. 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. 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.

[41] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔喉首次发现及其科学价值[C]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 177.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. First discovery of nanopore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value[C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 177.

[42] 张焕旭, 陈世加, 张亚, 等. 烃源岩生烃增压研究进展[J]. 地质科技情报, 2018, 37(2): 199-207.
Zhang Huanxu, Chen Shijia, Zhang Ya, et al. Research progress of the overpressure caused by hydrocarbon generation[J]. Geological

Science and Technology Information, 2018, 37(2): 199-207.

[43] Bai F T, Sun Y H, Liu Y M, et al. Evaluation of the porous structure of Huadian oil shale during pyrolysis using multiple approaches[J]. Fuel, 2017, 187: 1-8.

[44] Geng Y D, Liang W G, Liu J, et al. Evolution of pore and fracture structure of oil shale under high temperature and high pressure[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(10): 10404-10413.

[45] 黄振凯, 黎茂稳, 郑伦举, 等. 湖相烃源岩演化全过程中的孔隙演化机理: 基于地质样品与模拟实验的认识[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 639-645.
Huang Zhenkai, Li Maowen, Zheng Lunju, et al. Pore development in lacustrine source rock evolution: Interpretation based on geological samples and simulation experiments[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(4): 639-645.

[46] 徐金泽, 陈掌星, 周德胜, 等. 油页岩原位转化热解反应特征研究综述[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(5): 220-226.
Xu Jinze, Chen Zhangxing, Zhou Desheng, et al. Review on the characteristics of pyrolysis during in-situ conversion of oil shale[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2021, 43(5): 220-226.

[47] 韦自健. 页岩油藏原位转化机理及注空气开采可行性研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
Wei Zijian. Study on in-situ conversion processing mechanism and air injection development feasibility of shale oil reservoirs[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2023.

[48] Craddock P R, Ledoan T V, Bake K, et al. Evolution of kerogen and bitumen during thermal maturation via semi-open pyrolysis investigated by infrared spectroscopy[J]. Energy & Fuels, 2015, 29(4): 2197-2210.

[49] 刘志军. 温度作用下油页岩孔隙结构及渗透特征演化规律研究[D]. 太原: 太原理工大学, 2018.
Liu Zhijun. Temperature dependence of evolution of pore structure and permeability characteristics of oil shale[D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2018.

[50] 常思阳. 松辽盆地油页岩加热过程储集物性特征研究[D]. 长春: 吉林大学, 2017.
Chang Siyang. Research on reservoir characteristics of oil shale during heating in Songliao Basin[D]. Changchun: Jilin University, 2017.

[51] 于佳琦. 半开放体系下油页岩热模拟储集特征演化研究[D]. 长春: 吉林大学, 2021.
Yu Jiaqi. Study on the evolution of oil shale thermal simulation reservoir characteristics in semi-open system[D]. Changchun: Jilin University, 2021.

[52] 杨少强. 高温实时作用下油页岩微观结构演化及力学响应规律研究[D]. 太原: 太原理工大学, 2021.
Yang Shaoqiang. Study on microstructure evolution and mechanical response of oil shale under real time high temperature[D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2021.

（编辑　李青）