

松辽盆地北部上白垩统青山口组页岩储层发育主控因素及演化模式

陆加敏^{1,2,3}, 张金友^{2,4}, 高波^{2,4}, 王民^{5,6}, 王雪^{2,4}, 黄丽娜^{2,4}, 潘会芳^{2,4}

[1. 东北石油大学 地球科学学院, 黑龙江 大庆 163318; 2. 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江 大庆 163712; 3. 大庆油田有限责任公司 勘探事业部, 黑龙江 大庆 163712; 4. 大庆油田有限责任公司 勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712; 5. 全国深层油气重点实验室, 山东 青岛 266580; 6. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580]

摘要:松辽盆地古龙凹陷是中国陆相中-高成熟度页岩油勘探的重要突破区,但目前对其储层发育主控因素及演化模式缺乏系统认识。文中以古龙凹陷上白垩统青(青山口组)一段页岩为研究对象,综合应用岩石热解、X射线衍射(XRD)、扫描电镜(SEM)、氮气吸附、高压压汞和核磁共振等多种分析手段,系统分析了页岩的有机地球化学特征、储集空间类型及其大小与分布规律。研究结果表明,该区页岩有机质为优质I型干酪根,形成于半深湖-深湖的缺氧环境,目前处于中-高成熟生油阶段。储层发育受沉积环境、成岩作用、有机质类型及热演化过程共同控制:早期强烈的压实和胶结作用导致原生孔隙大量丧失;随着热演化程度增加,长石等矿物溶蚀与有机质生烃作用共同促进了次生孔隙的发育,使储集空间逐渐演化为以纳米级孔隙为主的有机质-黏土矿物复合孔隙体系。青一段页岩储集空间演化模式的建立,为古龙页岩油勘探提供了重要理论依据,相关模式与研究方法也可与其他页岩油勘探区提供参考。

关键词:孔隙结构;储层发育;主控因素;演化模式;页岩油;青山口组;松辽盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Major controlling factors and evolution patterns of shale reservoirs in the Qingshankou Formation, northern Songliao Basin

LU Jiamin^{1,2,3}, ZHANG Jinyou^{2,4}, GAO Bo^{2,4}, WANG Min^{5,6}, WANG Xue^{2,4}, HUANG Lina^{2,4}, PAN Huifang^{2,4}

[1. School of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2. State Key Laboratory of Continental Shale Oil, Daqing, Heilongjiang 163712, China; 3. Exploration Department, Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163712, China; 4. Exploration and Development Research Institute, Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163712, China; 5. State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, Qingdao, Shandong 266580, China; 6. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China]

Abstract: The Gulong Sag in the Songliao Basin is an important region of China where significant breakthroughs have been achieved in the exploration of medium- and high-maturity lacustrine shale oil. However, the major controlling factors and evolution patterns of shale reservoirs in this sag remain poorly understood. This study focuses on shales in the 1st member of the Qingshankou Formation (also referred to as the Qing 1 Member) in the Gulong Sag. By integrating multiple analytical techniques, including Rock-Eval pyrolysis, X-ray diffraction (XRD), scanning electron microscopy (SEM), nitrogen adsorption, high-pressure mercury injection (HPMI), and nuclear magnetic resonance (NMR), we systematically analyze the organic geochemical characteristics of the shales, as well as the reservoir space types and their sizes and distribution patterns. The analytical results show that the shales in the sag contain organic matter dominated by high-quality Type I kerogen. These shales were deposited in a semi-deep to deep lacustrine anoxic environment and are currently in oil generation state with moderate to high maturity. Reservoir development in the shales is jointly governed

收稿日期:2025-10-24;修回日期:2026-01-08。

第一作者简介:陆加敏(1979—),男,高级工程师,页岩油和致密油气综合地质研究、勘探部署及储量评价。E-mail:lujiamin@petrochina.com.cn。

通信作者简介:王民(1981—),男,教授、博士研究生导师,页岩油气赋存机理与资源评价。E-mail:wangmin@upc.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42473064,42572200)。

by the sedimentary environment, diagenesis, organic matter type, and thermal evolution. Specifically, intense compaction and cementation in the early stage lead to substantial loss of primary pores. With an increase in thermal maturity, the dissolution of minerals such as feldspars, together with the hydrocarbon generation of organic matter, collectively contribute to secondary pore growth. Consequently, reservoir spaces in the shales progressively evolve into an organic-matter- and clay-hosted composite pore system dominated by nano-scale pores. The reservoir space evolution pattern of shales in the Qing 1 Member established in this study provides an important theoretical basis for shale oil exploration in the Gulong Sag. Furthermore, other relevant patterns and research approaches involved in this study may provide references for the exploration of other shale oil plays.

Key words: pore structure, reservoir development, major controlling factor, evolution pattern, shale oil, Qingshankou Formation, Songliao Basin

引用格式:陆加敏,张金友,高波,等. 松辽盆地北部上白垩统青山口组页岩储层发育主控因素及演化模式[J]. 石油与天然气地质,2026,47(3):936-951. DOI:10. 11743/ogg20260315.

LU Jiamin, ZHANG Jinyou, GAO Bo, et al. Major controlling factors and evolution patterns of shale reservoirs in the Qingshankou Formation, northern Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3): 936-951. DOI: 10. 11743/ogg20260315.

大庆油田对页岩油的探索已持续半个多世纪,青山口组也从最初被认定为优质生油层,逐步发展成为中国中-高成熟度纯页岩型页岩油开发的典型范例^[1]。松辽盆地古龙凹陷青山口组页岩油勘探的重大突破,不仅拓展了中国陆相页岩油的资源潜力,也为相关储层理论研究提供了关键实例。页岩油储层的形成与演化受沉积环境、成岩作用和有机质热演化等多重因素共同控制,明确其孔隙结构特征及主控因素,对于资源潜力评价与高效开发至关重要。

页岩油储层本质上是一种以微-纳米级孔隙为主的复杂多孔介质,其储集空间的形成与保存受沉积环境、成岩作用及有机质生烃与热演化过程的共同控制。围绕页岩油储层特征,前人已开展了大量研究并取得了重要认识:在宏观尺度上,常规物性测试与测井解释为储层评价提供了基础参数^[2];在微观尺度上,氮气吸附、高压压汞和核磁共振等技术分别适用于微孔至全孔径范围内的孔隙结构与流体分布表征。此外,高分辨率场发射扫描电镜(FE-SEM)和聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)三维重构技术的引入,实现了对纳米级孔隙形貌及其连通网络的可视化观测^[3-5]。研究表明,页岩油储层的微观孔隙具有显著的多尺度性和高度非均质性,主要包括有机质孔、粒间孔、粒内孔和微裂缝等多种类型,其中有机质孔在页岩油的赋存与渗流过程中发挥着关键作用^[6]。在孔隙发育控制因素方面,已有研究从不同角度进行了深入探讨:有机质丰度和类型直接影响有机质孔的发育程度;热成熟度通过控制有机质生烃和孔隙演化过程决定孔隙结构特征;矿物组成通过影响岩石力学性质和成岩作用制约孔隙保存条件;而构造应力场则通过微裂缝的形成与改造显

著提升孔隙连通性^[7-10]。

然而,现有研究仍存在以下不足:①多数研究侧重于孔隙结构的静态表征,对沉积、成岩及生烃全过程中孔隙系统的动态演化机制认识不足;②已有成果多从单一因素(如有机质丰度、热成熟度或成岩作用)出发,缺乏对生烃作用与成岩过程协同演化的系统分析;③针对古龙凹陷青山口组,尤其是青(青山口组)一段页岩,其孔隙结构差异性及主控因素的综合研究仍较为薄弱,制约了对优质储层形成机理的深入理解。为此,本文以松辽盆地古龙凹陷上白垩统青(青山口组)一段页岩为研究对象,综合运用岩石热解、X射线衍射(XRD)、扫描电镜(SEM)、高压压汞、氮气吸附及核磁共振等技术,系统分析其有机地球化学特征、矿物组成与孔隙结构,阐明沉积环境、成岩作用、有机质丰度及热演化对储层发育的控制机制,进而建立青一段页岩储集空间发育演化模式,以期为该页岩油勘探提供理论依据。

1 地质概况

松辽盆地位于黑龙江、吉林和辽宁三省交界地带,总面积约 $26 \times 10^4 \text{ km}^2$,是中国重要的中-新生代陆相含油气盆地。该盆地按照构造特征可分为6个一级构造单元:中央坳陷区、北部倾没区、东北隆起区、东南隆起区、西南隆起区和西部斜坡区。其中,北部区域面积约 $12 \times 10^4 \text{ km}^2$,是盆地内油气勘探的核心区域。中央坳陷区进一步划分为9个二级构造单元,其中齐家-古龙凹陷作为长期发育的深水湖盆(图1b),其青山口组沉积以厚层湖相泥页岩为主,是盆地内最重要的烃源

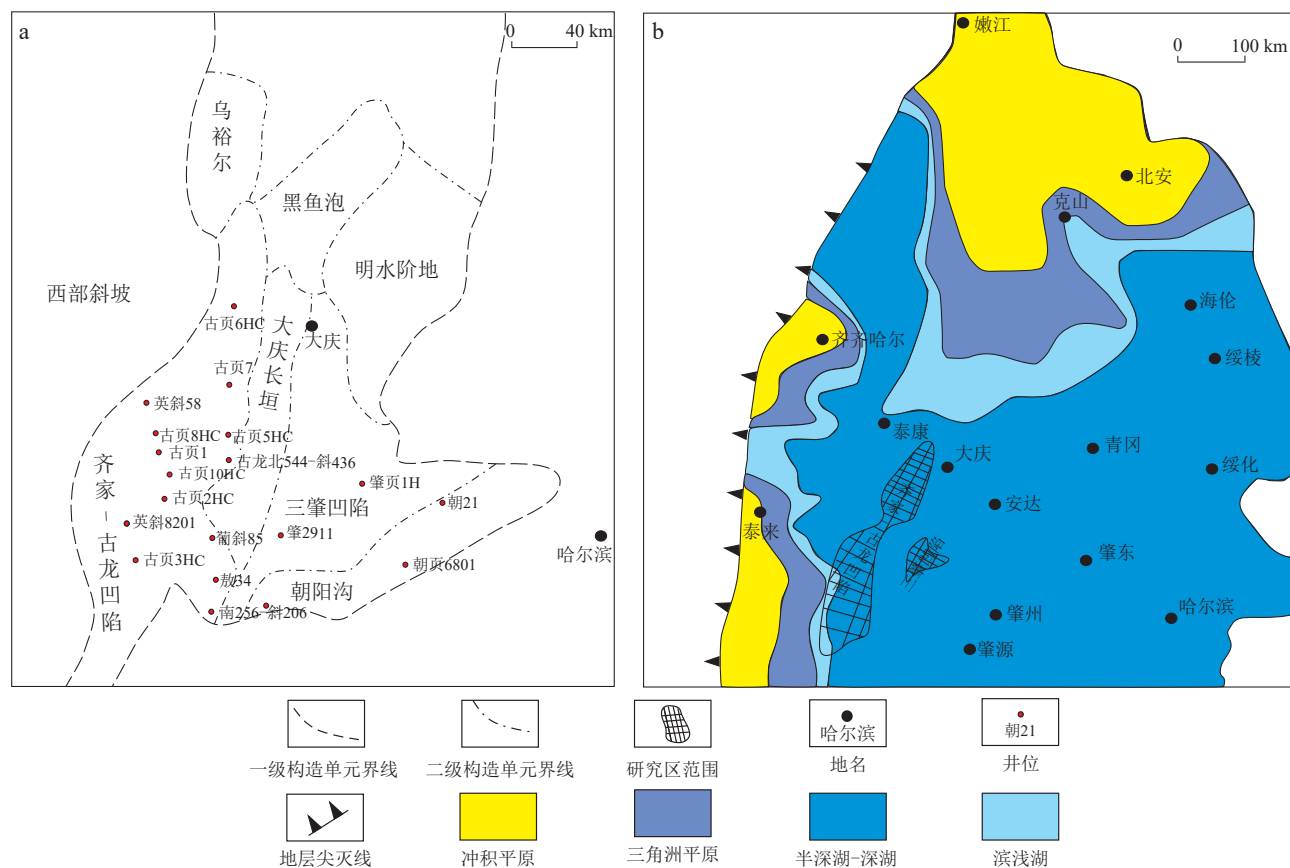


图1 松辽盆地古龙凹陷区域位置(a)及青一段沉积相分布(b)^[1,11]

Fig. 1 Regional location of the Gulong Sag (a) and the sedimentary facies of the Qing 1 Member (b) in the Songliao Basin^[1,11]

岩层,具有广阔的页岩油气勘探潜力。

松辽盆地位于松嫩地块及华北板块北缘的陆缘增生带。具有典型的四层构造结构:自下而上依次为基底构造层、断陷层、拗陷层和反转构造层,各构造层之间以区域不整合面相互分隔^[12]。构造拗陷期沉积包括泉头组、青山口组、姚家组及嫩江组;构造反转阶段沉积了四方台组、明水组及新生界(图2)。嫩江组沉积之后,盆地经历了多期脉冲式的挤压应力作用,致使早期形成的同沉积正断层重新活动并发生逆冲,导致形成拗陷层褶皱并形成浅层构造圈闭。构造拗陷期经历了2次大规模湖侵事件,分别沉积了青山口组和嫩江组2套厚层泥页岩,这2套层位不仅是盆地的主力烃源岩,也是页岩油富集的关键层段^[13]。

2 样品与实验

2.1 样品选取

本研究的样品采集覆盖古龙页岩油发育区内的多个井区,其中以齐家-古龙凹陷的样品为主,共选取18

口井的97块岩心样品开展分析。所有样品均取自白垩系青一段纯泥页岩层段,用于研究沉积环境演化、差异成岩作用及储层发育特征。为降低泥页岩非均质性对实验结果的影响,各项测试均使用平行样品:即在同一岩样的不同位置钻取柱塞样或切割成规则样品,剩余部分则研磨成粉末,用于XRD、有机地球化学及无机地球化学等分析(图3)。

2.2 实验方法

本文采用多种实验方法系统开展岩石矿物学、地球化学及孔隙结构表征。①矿物组成方面:通过X射线衍射仪(XRD)对200~400目粉碎样品及粒径小于2 μm的黏土矿物组分分别进行全岩和矿物定量分析;主量元素采用电感耦合等离子体发射光谱仪(ICP-OES, PE 5300 V)测定;微量元素与稀土元素则通过电感耦合等离子体质谱仪(ICP-MS)分析;原位高分辨率扫描电镜观察使用Zeiss Crossbeam 550 SEM,配备二次电子(SE)和背散射电子(BSE)探测器,样品经氩离子抛光并镀铂、碳镀膜处理后,在10~15 kV加速电压下成像。②有机地球化学方面:总有机碳含量(TOC)

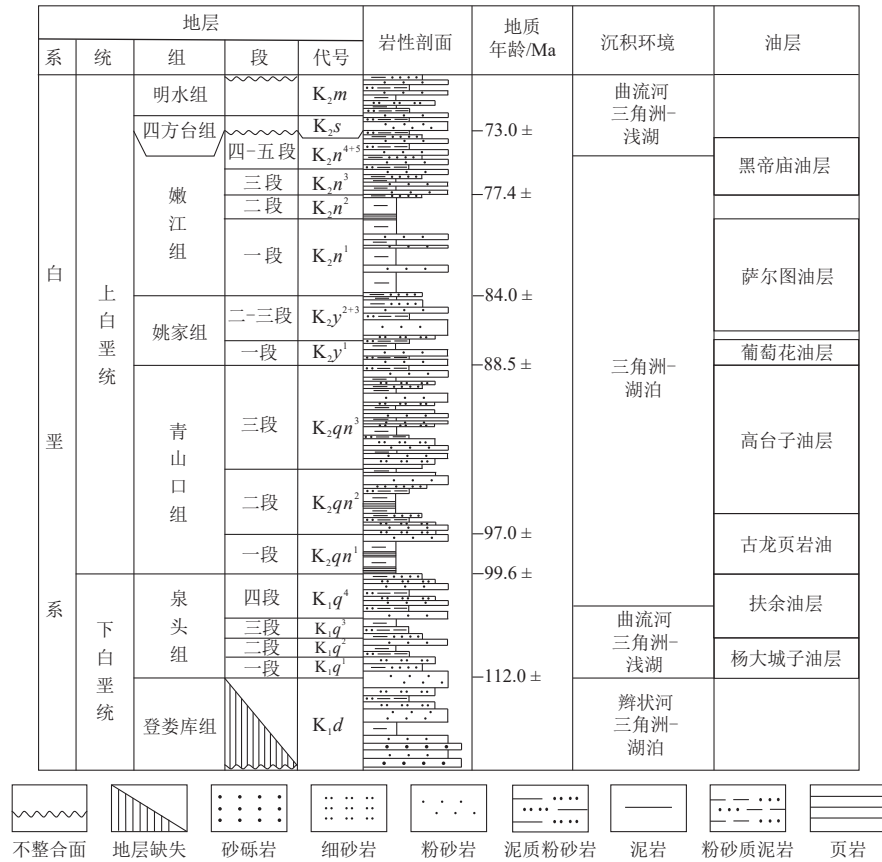


图2 松辽盆地古龙凹陷地层柱状图^[2]

Fig. 2 Stratigraphic composite column of the Gulong Sag, Songliao Basin^[2]

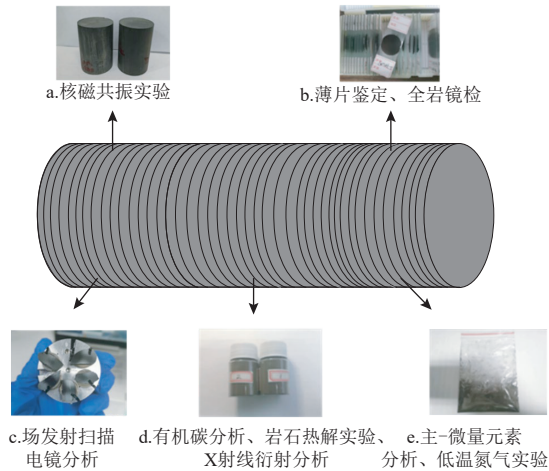


图3 本研究实验样品制备流程示意图

Fig. 3 Schematic diagram showing the preparation workflow of experimental samples involved in this study

是样品经酸处理后由 LECO CS230 分析仪测定;热解参数则利用 Rock-Eval VI 仪器对原始及溶剂萃取后的粉末样品进行测试。③孔隙结构方面:核磁共振(NMR)通过对比干燥与正癸烷饱和样品的横向弛豫时间(T_2)弛豫谱反演含油孔隙的 T_2 分布,并结合信号强度与流体浓度计算孔隙度;高压压汞实验采用 AutoPore IV

9500 (软件版本 V1.09)完成;低温氮气吸附实验在 $-195.85\text{ }^{\circ}\text{C}$ 下利用 Micromeritics ASAP 2460 分析仪获取吸附-脱附等温线,并分别采用 BET 和 DFT 模型计算孔隙比表面积与孔径分布。所有实验均严格遵循国家及行业相关标准,确保数据的可靠性与可比性。

3 结果

3.1 青一段页岩有机地球化学特征

页岩油是指已经生成但仍滞留于或仅发生短距离运移并赋存于泥页岩层系中的原油,其形成与富集受控于有机质的热演化程度以及岩石-流体之间的相互作用^[14]。在不同构造单元背景下,埋藏历史与热演化条件存在显著差异,导致有机地球化学特征发生变化,这些变化直接反映了页岩油所处的生成阶段及其赋存状态,并对后续储集空间的演化具有重要的约束意义。

有机质类型是决定页岩生烃潜力与页岩油组分的关键因素。干酪根元素原子数量比值(H/C, O/C)、稳定碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}$)以及显微组分分析结果表明,古龙凹陷青一段有机质以 I 型为主,局部为 II₁型(图 4a)。

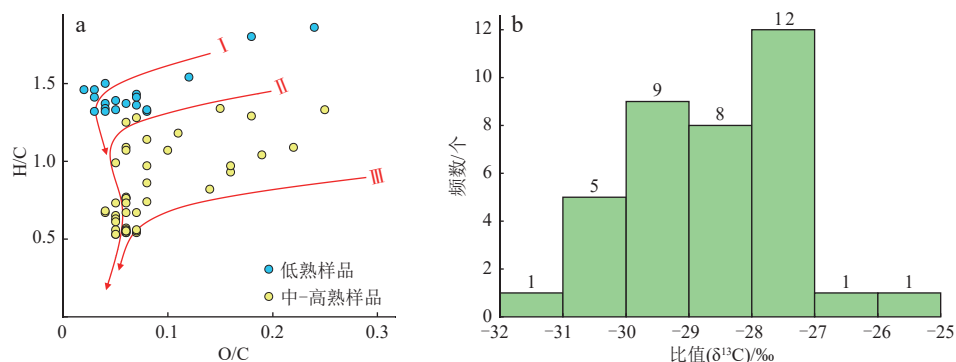


图4 松辽盆地北部青一段干酪根 H/C 与 O/C 原子数比交会图(a)以及稳定碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}$)频数分布直方图(b)

Fig. 4 H/C vs. O/C cross plot (a) and histogram showing the distribution of stable carbon isotopes (b) for kerogen in the Qing 1 Member, northern Songliao Basin

低成熟度样品干酪根的 H/C 为 1.3 ~ 1.5, O/C 小于 0.1, 表现出典型的 I 型干酪根特征; 中-高成熟度样品因热演化作用导致 H/C 和 O/C 降低 (H/C 为 0.5 ~ 1.5, O/C < 0.2), 使其在类型判别上出现偏移。干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 介于 -29.2‰ ~ -27.6‰ (图 4b), 初步指示 II₁ 型特征, 但考虑到热成熟过程中 ^{12}C 同位素的相对富集效应, 其原始有机质类型更倾向于 I 型。综上所述, 青一段原始有机质主要来源于浮游藻类, 以 I 型为主, 局部为 II₁ 型。有机质丰度 (以总有机碳含量 TOC 表征) 直接控制生烃能力与页岩油富集程度。青一段 TOC 主要在 1% ~ 3%, 其中 1% ~ 2% 区间样品占比达 62%, 属中等丰度水平 (图 5a)。垂向上, Q2 油层段 TOC 最高, 对应更高的含油率; 平面上, 随着热成熟度升高, TOC 呈降低趋势——例如, 当镜质体反射率 (R_o) 为 1.01% 时, 平均 TOC 为 2.21%; 而当 R_o 为 1.67% 时, 平均 TOC 降至 1.61%。热成熟度反映了有机质向油气转化的程度。 R_o 随埋深增加而升高, R_o -埋深曲线浅部梯度较陡, 深部趋于平缓 (图 6)。在约 600 m 埋深处, R_o > 0.5%, 进入中-低成熟阶段, 开始少量生烃, 此时生成的原油密度大、黏度高、气/油比较低, 主要以吸附态赋

存于干酪根中^[15-18]; 至约 1 900 m 埋深处, $R_o \geq 0.9\%$, 进入中-高成熟阶段, 干酪根大量裂解, 原油变轻、游离油比例显著增加、气/油比上升, 生烃作用进入高峰期^[19-21]; 在约 2 300 m 埋深处, $R_o \geq 1.2\%$, 达到高成熟阶段, 干酪根裂解基本完成, 大量轻质页岩油形成, 可动性显著增强^[22-23]。因此, 高成熟度层段构成了古龙页岩油“甜点区”的主要富集带。

3.2 青一段页岩储集空间类型

本文参考 Loucks 等^[24] 提出的泥页岩孔隙分类方案, 结合研究区大量泥页岩样品的扫描电镜观察结果, 将页岩孔隙类型划分为粒间孔、粒内孔、无机缝、有机质孔和有机缝 5 类。

粒间孔是指沉积物经压实作用后残留于碎屑颗粒之间的孔隙, 或成岩过程中形成于矿物晶体之间的孔隙。由于页岩颗粒细小且富含塑性矿物, 其抗压实能力较弱, 导致原生粒间孔在埋藏过程中因早期强烈压实及后期胶结作用而大量消失, 仅少量残留于石英和介壳碎屑等刚性颗粒边缘, 形态多呈狭缝状或不规则多边形 (图 7a)。粒内孔是另一类重要的孔隙类型, 主

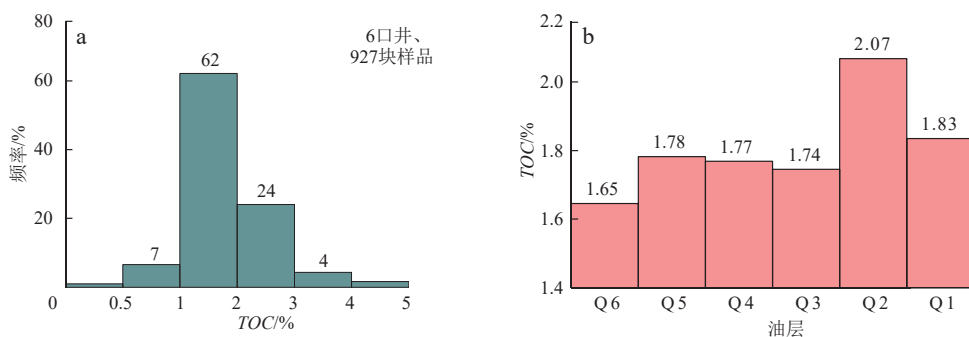


图5 松辽盆地北部青一段总有机碳含量(TOC)分布特征

Fig. 5 Distribution of total organic carbon (TOC) content within shales in the Qing 1 Member, northern Songliao Basin

a. 页岩残余 TOC 频率分布直方图; b. 不同油层残余 TOC 平均值分布柱状图

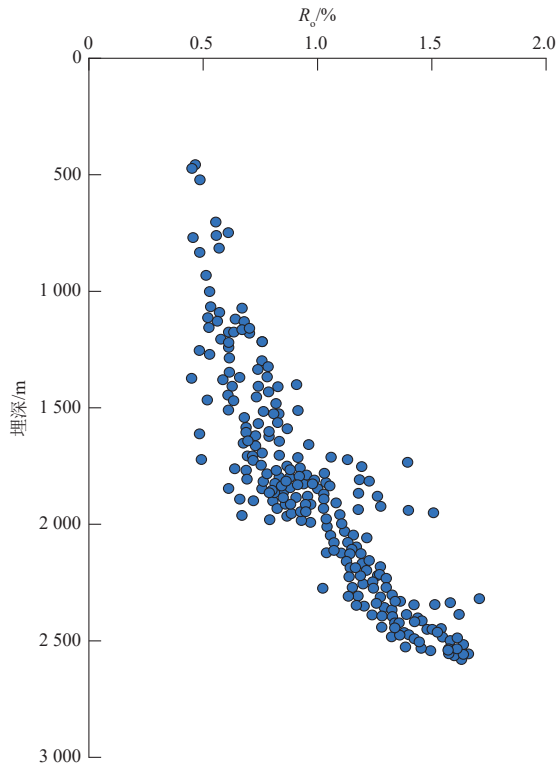
图6 松辽盆地北部齐家-古龙凹陷 R_o 与埋深关系

Fig. 6 Depth-varying vitrinite reflectance (R_o) of shales in the Qijia-Gulong Sag, northern Songliao Basin (R_o 为镜质体反射率。)

要包括黏土矿物集合体内部的片状孔隙(图7a,e)、黄铁矿晶间孔(图7c),以及长石和碳酸盐矿物的溶蚀孔(图7d)等。这类孔隙通常呈孤立分布,与局部矿物类型相关,一般难以连通形成有效油气运移孔隙网络^[25-26]。无机缝是连通孔隙并促进油气聚集的重要通道,在泥页岩沉积盆地中广泛发育^[27]。然而,青一段泥页岩整体裂缝系统相对较弱,主要发育成岩过程中沿黏土矿物层间及其与其他矿物接触薄弱面形成的微裂缝(图7b)。这些水平微裂缝是层理缝的主要组成部分;此外,部分尺度较大的微裂缝可能并非原位形成,而是在岩心取出地表后因压力释放形成的收缩缝^[28]。

有机质孔是页岩储层中一类关键的孔隙类型。青一段广泛发育与黏土矿物互层、平行于层理的藻类有机质,同时含有少量碎屑和内源有机质。在热演化过程中,长条状原始有机质与黏土矿物接触界面处形成大量狭缝状有机质孔(图8b),其成因可能与有机质生烃过程中的体积收缩或残留的黏土矿物层间孔隙有关^[29]。此外,在颗粒状有机质内部可见不规则、气泡状孔隙,尺度从微米级—纳米级,且多相互连通,构成有机质内部的孔隙网络(图8c),成为页岩油吸附的重要场所。当成熟度达到 R_o 为 1.2% ~ 1.3% 时,重质烃发生裂解,在有机质中形成裂解孔(图8f),然而,此类孔隙常被自生黏土

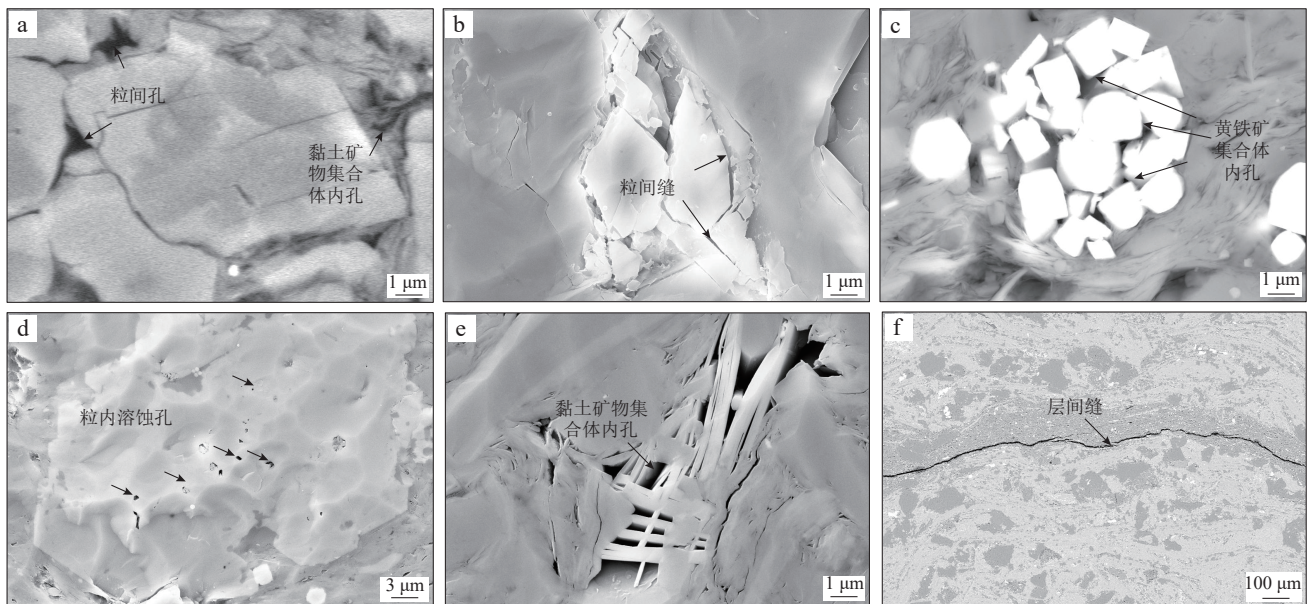


图7 松辽盆地北部青一段泥页岩储层无机孔隙发育特征扫描电镜照片

Fig. 7 Developmental characteristics of inorganic pores within the shale reservoirs in the Qing 1 Member, northern Songliao Basin

a. 肇2911井, $R_o = 0.85\%$, 埋深1806.03 m, 主要发育矿物颗粒间的粒间孔和黏土矿物聚集体内部的黏土矿物集合体内孔; b. 肇2911井, $R_o = 0.86\%$, 埋深1814.53 m, 由于压实或溶解作用形成的粒间缝, 这些缝隙发育在刚性矿物颗粒的接触边缘; c. 葡斜85井, $R_o = 1.09\%$, 埋深1998.5 m, 亮白色的自形晶黄铁矿聚集在一起, 在黄铁矿晶体之间形成了有效的储集空间, 即黄铁矿集合体内孔; d. 英斜8201井, $R_o = 1.19\%$, 埋深2299.86 m, 矿物颗粒表面形成了大量次生的、椭圆状的溶蚀孔; e. 古页1井, $R_o = 1.63\%$, 埋深2558.76 m, 片状或丝状黏土矿物集合体, 其内部发育了大量狭长的黏土矿物集合体内孔; f. 古页10HC井, $R_o = 1.63\%$, 埋深2536.45 m, 层间缝构成了不同纹层界面的分界线

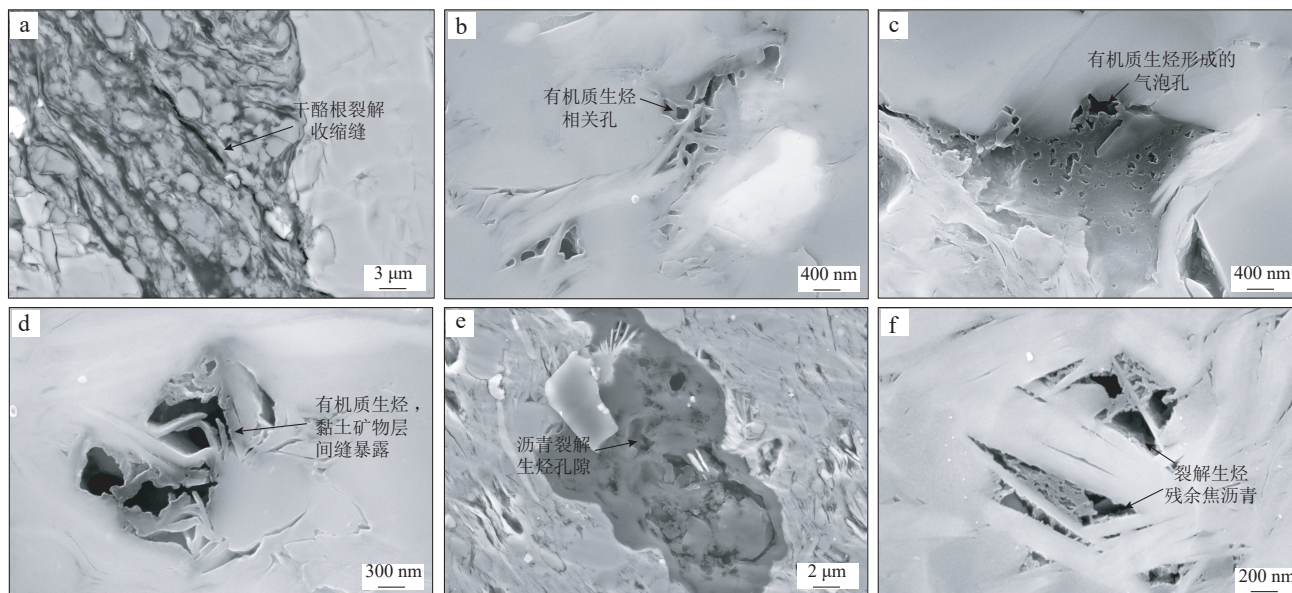


图8 松辽盆地北部青一段泥页岩储层有机孔隙发育特征扫描电镜照片

Fig. 8 Developmental characteristics of organic pores within shale reservoirs in the Qing 1 Member, northern Songliao Basin

a. 朝6801井, $R_o = 0.56\%$, 埋深1 122.35 m, 干酪根因早期热解作用发生体积收缩, 在有机质内部形成了干酪根裂解收缩缝; b. 肇2911井, $R_o = 0.93\%$, 埋深1 875.48 m, 进入生油高峰期, 有机质大量生烃并排出, 在有机质内部形成了海绵状、网络状的有机质生烃相关孔隙; c. 英斜8201井, $R_o = 1.19\%$, 埋深2 299.86 m, 有机质在生烃(尤其是生气)过程中, 形成了形态规则的气泡孔; d. 古页7井, $R_o = 1.50\%$, 埋深2 551.90 m, 有机质生烃, 黏土矿物增减缝暴露; e. 古页1井, $R_o = 1.58\%$, 埋深2 559.96 m, 早期生成的沥青二次裂解, 生成大量有机质孔隙; f. 古页1井, $R_o = 1.58\%$, 埋深2 541.42 m, 沥青经历深度裂解后的残余焦沥青, 充填在矿物晶间或溶蚀孔隙中

矿物和石英等次生矿物部分充填或胶结(图7d,图8)。有机缝是指与有机质生烃过程直接相关的微裂缝, 主要由干酪根在生烃过程中发生体积收缩而形成。这类裂缝尺度为微米级—纳米级, 通常平行分布于有机质边缘, 形态平滑, 通常终止于有机质颗粒边界, 极少切穿刚性无机矿物, 因而可与区域构造作用形成的微裂缝相区分。有机缝兼具储集与渗流双重功能: 既为页岩油提供重要储集空间, 又通过相互连通显著提升基质渗透性, 构成油气原位排出与微观运移的有效通道。

3.3 储集空间大小与分布特征

青一段泥页岩的低温氮气吸附实验结果表明, 其吸附-脱附等温线呈现典型的反“S”形, 并展现出复合型滞后环, 同时包含H2型(对应“墨水瓶”状孔隙)和H3型(对应“平行板状”孔隙)的特征(图9a)。这与显微镜下观察到的孔隙结构一致(图7)。尽管不同热成熟度样品的总吸附量存在显著差异, 但其回滞环形态所反映的孔隙结构类型具有较好的一致性: 黏土矿物层间孔主要形成平行板状孔隙, 而粒间孔则表现为墨水瓶状孔隙。孔径分布分析进一步表明(图9b), 该页岩的孔隙以孔径2~50 nm的中孔为主。不同热演化阶段样品的孔径分布特征差异显著: 在低成熟阶段, 孔

隙以大于20 nm的原生无机孔为主; 进入生油高峰期后, 样品中孔隙极不发育, 可能由于大量生成的液态烃充填孔隙, 造成堵塞; 随着热成熟度进一步升高, 先前被沥青充填的孔隙因发生二次裂解而重新开启; 至高成熟阶段, 有机质发生二次裂解, 生成大量次生有机孔, 使得孔径小于20 nm的小孔数量急剧增加并占据主导地位。

高压压汞实验结果表明, 古龙凹陷青一段页岩孔隙具有显著的非均质性(图10)。该孔隙系统主要由两部分组成: 一部分是孔径集中在3~20 nm范围内的纳米级基质孔, 作为总孔隙体积的主要贡献者, 承担着主要的储集功能; 另一部分是孔径大于1 000 nm的微米级大孔或微裂缝, 构成了流体渗流的主要通道。纳米孔与微裂缝共同构成该区页岩有效储集空间。

核磁共振孔隙表征结果显示, 青一段泥页岩的孔径分布范围较宽。在低成熟度阶段, 由于有机质尚未大规模生烃, 孔隙主要以无机矿物颗粒间的粒间孔为主。其孔径相对较大且分布较为集中。随着热成熟度升高至生油高峰期, 孔隙分布曲线发生显著变化: 主峰明显向小孔径方向偏移, 表明该阶段干酪根大量生成液态石油, 充填或堵塞了部分原有大孔隙, 致使该孔径范围内的孔隙体积减少。进入高成熟阶段后, 主峰进

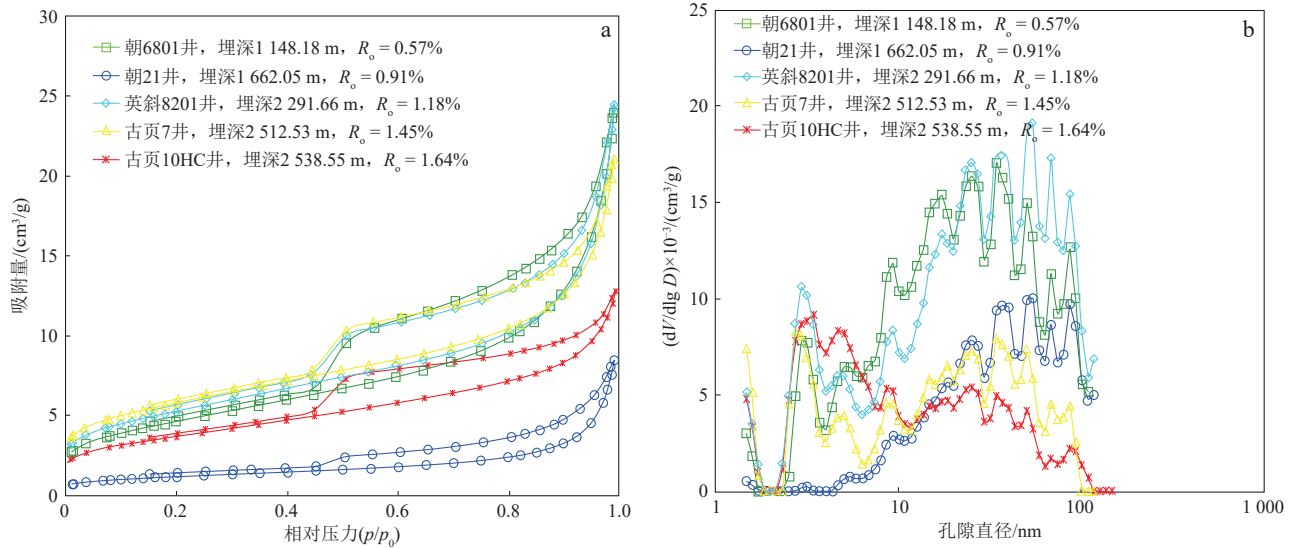


图9 松辽盆地北部青一段泥页岩低温氮气吸附-脱附曲线及孔径分布特征(按成熟度分类)

Fig. 9 Low-temperature nitrogen adsorption-desorption isotherms and pore diameter distribution curves of shales in the Qing 1 Member, northern Songliao Basin

a. 低温氮气吸附-脱附等温线;b. 孔径分布曲线
(dV/dlgD为孔隙体积增量。)

一步左移,反映出有机质及滞留原油发生裂解,大量生成天然气,并同步形成数量众多、孔径更小的次生有机质孔。这些新生成的有机质孔逐渐成为页岩中主要的储集空间类型(图11)。

4 讨论

4.1 沉积环境对储层发育的控制

沉积环境是控制储层发育的关键因素,通过影响物源供给、沉积相展布及后期成岩作用,最终决定储层的物性特征和储集空间类型。松辽盆地青山口组中,青一段、青二段与青三段在沉积环境上存在显著差异,

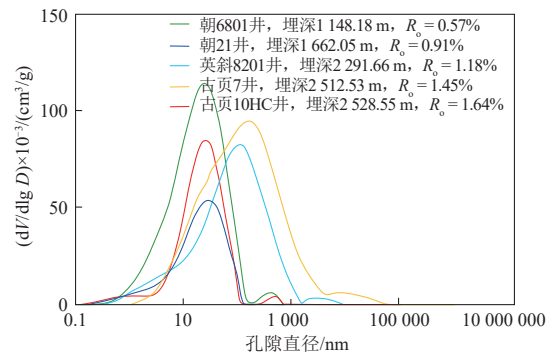


图11 松辽盆地北部青一段泥页岩基于核磁共振T₂谱的孔径分布曲线

Fig. 11 NMR T₂ spectrum-based pore diameter distribution curves of shales in the Qing 1 Member, northern Songliao Basin
(dV/dlgD为孔隙体积增量;T₂为横向弛豫时间。)

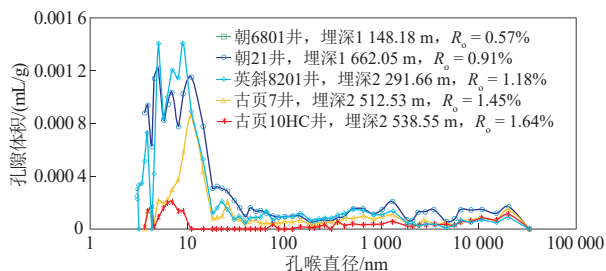


图10 松辽盆地北部青一段泥页岩在不同热成熟度下的高压汞孔喉直径分布曲线

Fig. 10 HPMT-derived pore-throat diameter distribution curves of shales in the Qing 1 Member, northern Songliao Basin

进而对储层发育产生了重要影响。本文在前人研究基础上,重点探讨青一段、青二段与青三段沉积环境的差异对储层发育的控制作用。

青一段沉积时期,松辽盆地构造快速沉降,湖盆扩张,广泛发育半深湖相-深湖相沉积。底层水体处于缺氧-强还原环境(图12),有效抑制了有机质的分解,有利于优质烃源岩的保存^[30-31]。吕丹等^[32]的研究表明,阶段性海侵事件导致水体盐度升高、营养物质输入增加,显著提高了初级生产力。该段富有机质泥页岩不仅是重要的烃源层,在热演化过程中还生成大量纳

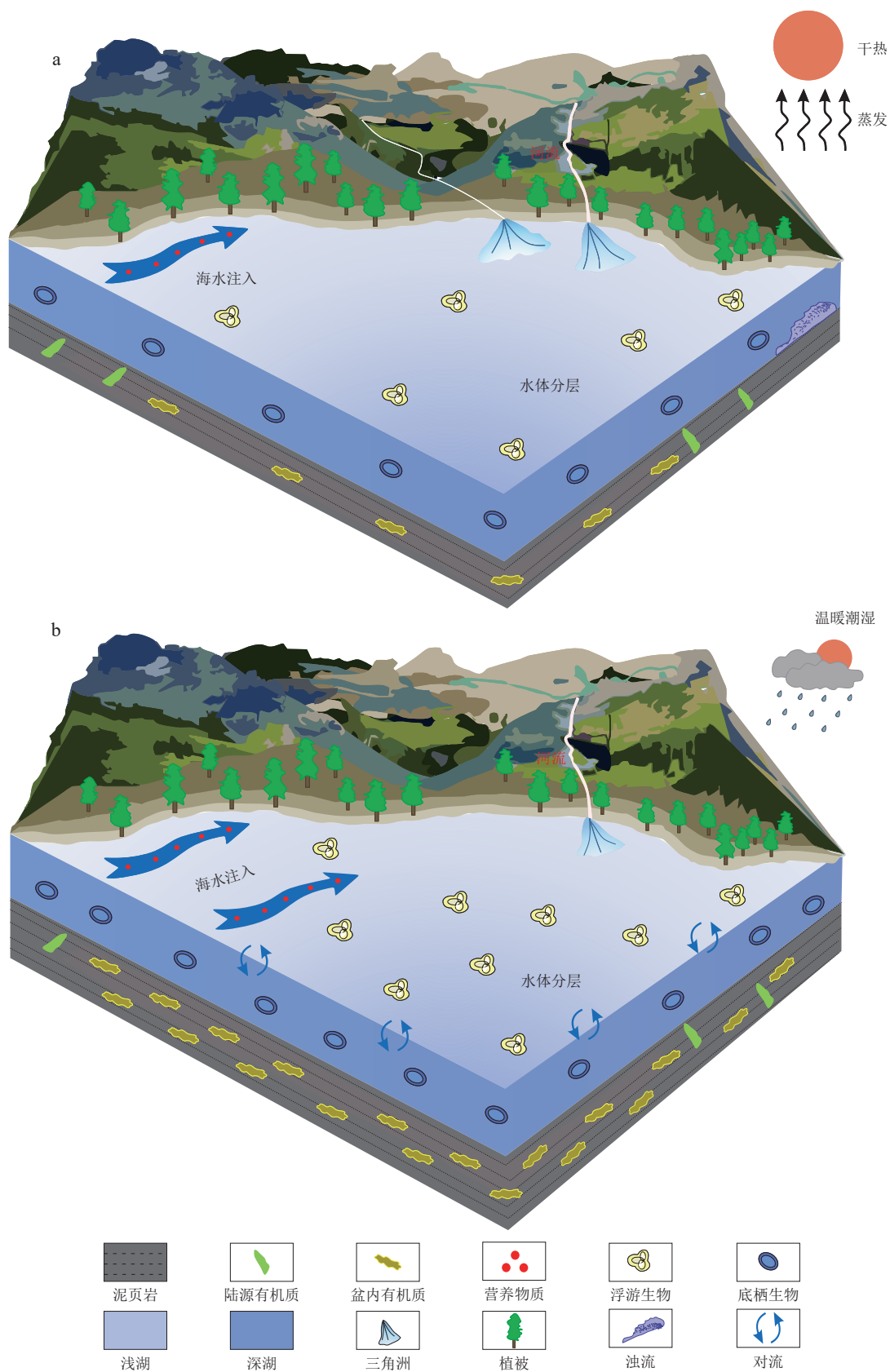


图12 松辽盆地北部白垩系青山口组沉积环境演化示意图

Fig. 12 Schematic diagram showing the evolution of the sedimentary environment in the Cretaceous Qingshankou Formation, northern Songliao Basin

a. 青二段-青三段; b. 青一段

米级有机质孔;同时,持续的生烃作用引发地层超压,显著抬升孔隙流体压力。这种超压能够有效抗衡上覆地层的压实应力,减缓压实作用对孔隙结构的破坏,从而对孔隙系统起到关键的保护作用。进入青二段和青三段沉积期,盆地沉降速率减缓,湖盆逐渐萎缩、水体变浅(图12)。陆源碎屑输入增加,三角洲体系向湖心推进,砂质沉积比例上升^[33]。浅水环境促进了水体垂向混合,还原条件较青一段减弱,但较高的有机质输入仍使底层水体多维持弱还原状态^[34]。岩心资料中粗粒沉积增多,进一步印证了湖盆变浅的趋势。这一沉积环境的转变导致储层类型发生显著分异:①陆源碎屑岩储层得以发育,以原生粒间孔为主,其物性主要受控于水动力条件和后期成岩作用;②泥页岩中有机质丰度与保存条件下降,削弱了其作为优质烃源岩和页岩油储层的潜力。

综合来看,沉积环境对青山口组储层发育的控制作用不仅体现在有机质保存条件的差异上,更通过改变沉积物初始物质组成与结构特征,进而影响后期成岩路径与孔隙体系的演化。青一段形成于半深湖相-深湖相的缺氧环境中,沉积物以细粒泥质为主,具有高有机质含量和高黏土矿物含量的物质基础,形成了以微-纳米级孔隙为主、结构复杂的储集空间体系,并在成岩过程中表现出对压实和胶结作用的差异性响应机制。相比之下,青二段和青三段沉积环境向浅水演化,陆源碎屑输入增强,沉积物粒度变粗、砂质组分显著增加,使得储层发育更多依赖于原生粒间孔的保存,并受控于胶结-溶蚀等成岩改造过程,其储集空间类型与青一段存在明显差异。由此可见,沉积环境通过控制沉积物的初始属性,并进一步调节成岩作用的方式和强度,从源头上决定了青山口组不同层段储层的发育模式及其空间结构特征。

4.2 成岩作用对储层发育的影响

青山口组泥页岩以高黏土矿物含量和高有机质丰度为特征,同时含较多石英及少量碳酸盐矿物和长石。在埋藏成岩过程中,矿物骨架与孔隙流体持续发生水-岩相互作用,引发元素转移与物质交换,主要成岩作用包括压实、溶蚀、胶结和交代等^[35-36]。

压实作用是碎屑岩孔隙减少最主要的成岩作用^[37]。随着埋深增加,上覆地层压力持续压缩颗粒骨架,显著减少粒间孔隙体积;研究表明,当埋深达到2 000 m时,泥页岩孔隙度可降至约16.00%^[38]。青一段页岩平均孔隙度仅为9.74%,表明其经历了强烈的埋藏压实作用。岩心和显微图像中可见矿物与有机质

紧密排列、黏土矿物和长石等呈近水平定向分布、刚性颗粒周缘有机质发生明显差异压缩,以及板状矿物被压弯甚至压断等现象(图13a),均指示了强烈压实作用的发生。胶结作用是孔隙流体中矿物饱和析出、堵塞喉道并降低孔隙度的成岩过程^[39]。青一段页岩中发育多种胶结物,包括石英、黏土矿物、黄铁矿和白云石等:石英以微晶或自形晶形式充填于黏土层间或较大孔隙中,常与沥青伴生;绿泥石胶结多见于粒间孔和溶蚀孔内,晶体形态完整;早期形成的草莓状黄铁矿和白云石胶结进一步降低了岩石的孔隙度与渗透率(图13b)。值得注意的是,黄铁矿和白云石并非在整个层段均匀发育,而是在部分层位中呈现明显的集中富集特征。其中,黄铁矿多呈草莓状或细粒自形晶,与有机质密切共生,指示成岩阶段处于强还原环境,其形成与有机质降解及硫酸盐还原作用密切相关;白云石则表现为局部白云石化现象,反映成岩流体中 Mg^{2+} 离子供给增强及水-岩反应条件的阶段性变化。尽管这类特殊成岩矿物的空间分布具有局限性,但在其富集层段内对孔隙结构和储层品质仍具有重要影响。总体而言,这些胶结物严重破坏了孔隙的连通性。溶蚀作用是泥页岩中重要的增孔机制,也是提升储集性能的关键次生成岩作用^[40]。在青一段泥页岩中,溶蚀主要作用于长石和碳酸盐类矿物。重要的钾长石溶蚀形成椭圆形至近圆形的溶蚀孔,孔壁常残留沥青质;方解石虽然溶蚀程度较高,但因原始含量较低,整体增孔效果不明显(图13c)。值得注意的是,钠长石和白云石几乎不发生溶蚀,这种选择性溶蚀特征加剧了储层孔隙发育的非均质性。溶蚀孔隙虽然局部改善储集性能,但整体发育程度有限,难以完全抵消压实和胶结作用造成的孔隙损失。此外,交代作用在青一段表现为多种矿物之间的相互转化,反映了复杂的水-岩反应过程^[41]。可见钾长石被钠长石、石英或黏土矿物交代,碳酸盐矿物被钠长石或黏土矿物置换(图13d)。部分交代过程虽完全改变了原矿物的化学成分(如黄铁矿交代长石),但仍保留了原始矿物的假象结构。这种近同步发生的溶蚀-沉淀过程改变了矿物组成与孔隙结构,是影响青一段储层物性的另一类重要次生成岩作用。

综上所述,成岩作用对青一段泥页岩储层发育的影响,并非简单表现为孔隙数量的增减,而是表现为储集空间类型及其主控因素的阶段性转变。在埋藏过程中,持续进行的压实与胶结作用在整体上显著降低了储层的总孔隙度,主要破坏对象包括矿物基质中的原生粒间孔、微孔及孔喉结构,致使无机孔隙体系逐步趋于致密化。随着热演化程度的提升,有机质相续经历

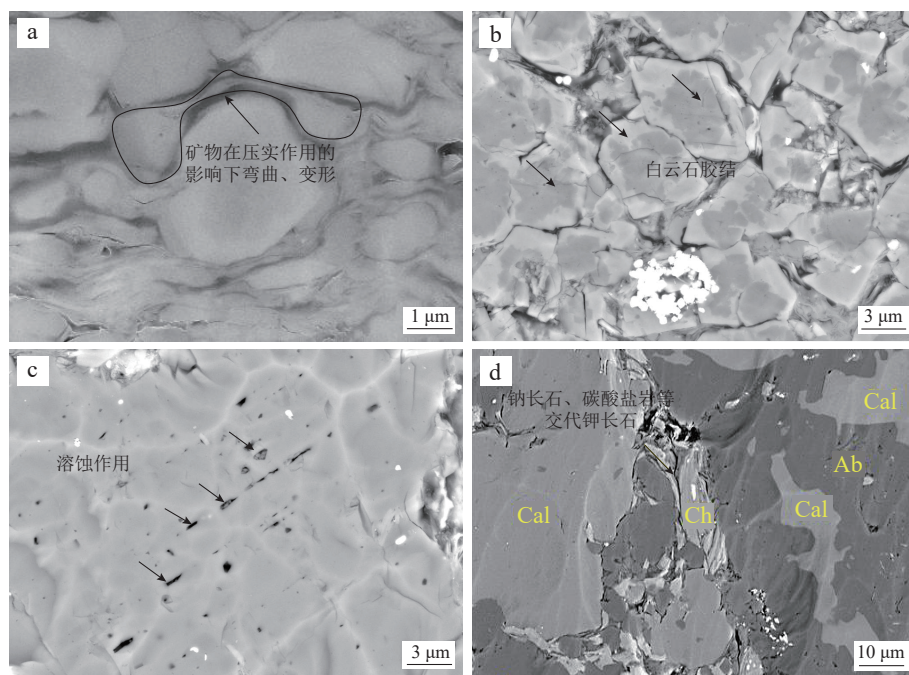


图13 松辽盆地北部青一段泥页岩成岩作用扫描电镜照片

Fig. 13 SEM images showing the diagenesis of shales in the Qing 1 Member, northern Songliao Basin

a. 朝6801井, $R_o = 0.56\%$, 埋深1114.19 m, 矿物在压实作用的影响下弯曲、变形; b. 肇2911井, $R_o = 0.86\%$, 埋深1821.23 m, 矿物颗粒之间的孔隙空间中, 生长出了新的晶体(如白云石)将原有的碎屑矿物黏合在一起; c. 古页7井, $R_o = 1.41\%$, 埋深2476.69 m, 钾长石溶蚀形成椭圆形-近圆形的溶蚀孔; d. 南256井, $R_o = 0.93\%$, 埋深1753.98 m, 钾长石、碳酸盐等交代钾长石
(Cal为方解石; Ab为钠长石; Ch为绿泥石。)

生烃作用及二次裂解,在其内部以及与矿物接触的界面处形成大量纳米级的有机质相关孔隙;这些孔隙在中-高成熟阶段逐渐成为储层孔隙体系的重要组成部分。因此,青一段泥页岩储层在成岩演化过程中,经历了从以无机矿物基质孔隙为主,向有机质相关孔隙占比显著增加的储集空间结构转变,反映了成岩作用与有机质演化共同控制下的储层发育演化特征。

4.3 有机质丰度对储集空间的影响

有机质丰度对页岩储集空间具有双重影响。高丰度的有机质通常被认为是优质储层发育的物质基础。其关键控制因素在于有机质的热演化成熟度(图14)。①一方面,当有机质进入生油窗后,干酪根热解和原油裂解不仅生成烃类,还会因质量和体积的亏损而在有机质内部形成大量纳米级的有机质孔,这一现象最早由 Loucks 等通过大量扫描电镜观察所揭示^[24]。这些有机质孔相互连通,构成复杂的纳米孔网络,显著提升页岩的孔隙体积,成为页岩气和页岩油主要的储存场所。此外, Ronald Surdam 等的研究进一步指出,在有机质热演化过程中释放的有机酸等酸性流体,能够对邻近的碳酸盐矿物及长石等不稳定矿物组分产生溶蚀作用,形成次生溶蚀孔隙,从而进一步改善储集性

能^[42-43]。因此,从成熟储层的角度来看,高TOC是形成有效储集空间的关键物质前提。②另一方面,必须充分认识到有机质在未成熟-低成熟阶段对储层的破坏作用。Sylvain Bernard 等的研究表明,在此阶段,有机质主要以固态干酪根或早期生成的重质沥青形式存在^[44]。与高成熟阶段形成孔隙的观点不同,此时的有机质更类似于一种“孔隙填充物”。多项早期研究以及针对低成熟度页岩的实证分析均指出,这类固态有机质倾向于充填在矿物颗粒间的原生孔隙、喉道或微裂缝中,不仅无法提供有效储集空间,反而会占据和堵塞孔隙通道,显著降低储层的原始孔隙度和渗透率。这一观点解释了为何在一些TOC虽高但成熟度不足的层段,其储层物性反而较差的现象。

4.4 热演化对储集空间的控制

热演化对页岩储集空间的控制作用具有明显的阶段性特征:随着有机质成熟度的升高,孔隙度总体呈现先增加后降低的变化趋势(图15)。这一规律与多位学者提出的页岩孔隙演化模型趋势具有一致性^[45-46]。在生烃早期至高峰期,孔隙度显著增加。此阶段,有机质经历大规模热解,生成大量液态和气态烃类,并在有机质内部形成丰富的纳米级有机孔^[24]。更重要的是,

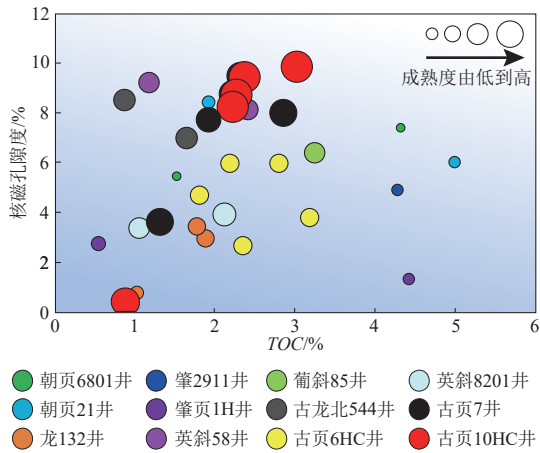


图14 松辽盆地北部古龙凹陷青一段泥页岩不同成熟度样品核磁孔隙度与TOC关系

Fig. 14 Relationship between NMR-derived porosity and TOC content for shale samples with varying thermal maturities from the Qing 1 Member, Gulong Sag, northern Songliao Basin (TOC为总有机碳含量。)

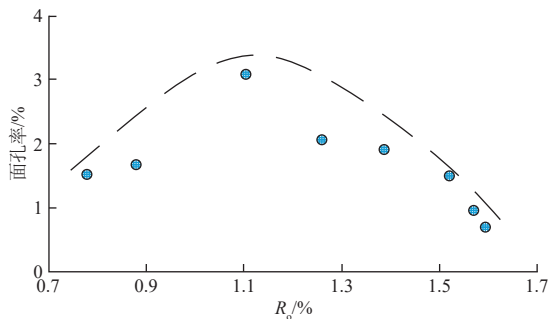


图15 基于图像处理技术的自然演化样品SEM大视域拼接面孔率演化规律

Fig. 15 Variation in the thin-section porosity of naturally evolved samples derived from SEM images formed by large field-of-view (FoV) splicing based on image processing technology (R_o 为镜质体反射率。)

持续的生烃过程在地层中产生的超压,能够有效抵抗上覆地层的压实应力。因此,在这一阶段,生烃作用对孔隙发育的促进作用强于压实作用的破坏效应,导致总孔隙度不断增长,并在 R_o 约为1.1%~1.2%时达到峰值。这也解释了青山口组在该成熟度区间内表现出最优储集物性的原因。进入生烃高峰期之后,孔隙度开始逐渐降低。此时,大规模排烃成为主导过程。Liu等的研究指出,当排烃效率超过生烃速率时,地层压力开始下降,原先由超压支撑的孔隙结构稳定性减弱。同时,由于有机质的生烃潜力已基本耗尽,有机孔的生成速率大幅减缓^[47]。在此背景下,持续存在的压实作用重新占据主导地位,导致部分孔隙被压缩甚至闭合,宏观上表现为总孔隙度的下降。

4.5 青一段页岩储集空间发育模式

泥页岩地层中的热演化过程是有机质生烃转化与无机矿物成岩作用同步进行、相互影响的耦合演化过程,现今所观察到的储层特征正是二者共同作用的综合体现^[48-50]。在系统分析松辽盆地青一段页岩的成岩现象和成岩序列等特征的基础上,结合有机质演化阶段与流体环境等关键要素,并在全面表征不同演化阶段孔隙发育特征的前提下,建立了青一段泥页岩在成岩-生烃协同演化背景下的储层综合演化模式(图16)。

4.5.1 早成岩阶段($R_o \leq 0.5\%$)

青一段页岩目前处于同生成岩-早成岩阶段。尽管沉积物已初步固结,但由于页岩颗粒细小、塑性矿物含量高,抗压实能力较弱。在埋藏过程中原生粒间孔隙遭受了强烈的压实作用,大量被破坏或闭合,仅在石英和介壳碎屑等刚性颗粒边缘局部残存,孔隙形态多呈狭缝状或不规则多边形。与此同时,早期胶结作用开始显现,黄铁矿和白云石等自生矿物在孔隙和微裂缝中沉淀充填,进一步降低了孔喉连通性。总体而言,该阶段的孔隙体系主要受压实作用与早期胶结作用控制,储集空间发育较差。

4.5.2 中成岩A阶段早期($0.5\% < R_o \leq 0.8\%$)

青一段页岩进入中成岩A阶段早期后,压实作用仍持续发生,但由于岩石已基本固结,其对孔隙的进一步破坏程度相对减弱。矿物颗粒定向排列、板状矿物压弯与压断等显微构造特征表明,压实仍是该阶段重要的减孔因素。与此同时,增孔作用开始逐步显现:①黏土矿物发生转化,其层间结构的调整使部分层间孔(缝)得以暴露或重新分布。②有机质热演化过程中生成的有机酸对泥页岩中的易溶矿物产生溶蚀作用,其中以钾长石的溶蚀最为明显,可形成椭圆形-近圆形的溶蚀孔,孔壁常残留沥青质;而方解石虽也可被溶蚀,但受其含量有限的制约,对整体孔隙体系的贡献相对较小。此外,该阶段干酪根开始缓慢裂解生烃,在有机质内部及其与矿物接触边缘可见有机质收缩缝和初始气泡孔等有机质相关孔隙,但其发育规模有限,尚未成为储集空间的主要组成部分。

4.5.3 中成岩A阶段晚期($0.8\% < R_o \leq 1.3\%$)

成岩阶段处于中成岩A阶段晚期,蒙脱石已经全部消失,黏土矿物以伊/蒙混层为主。此时,青山口组页岩进入干酪根快速裂解阶段,大量重质烃类生成:其

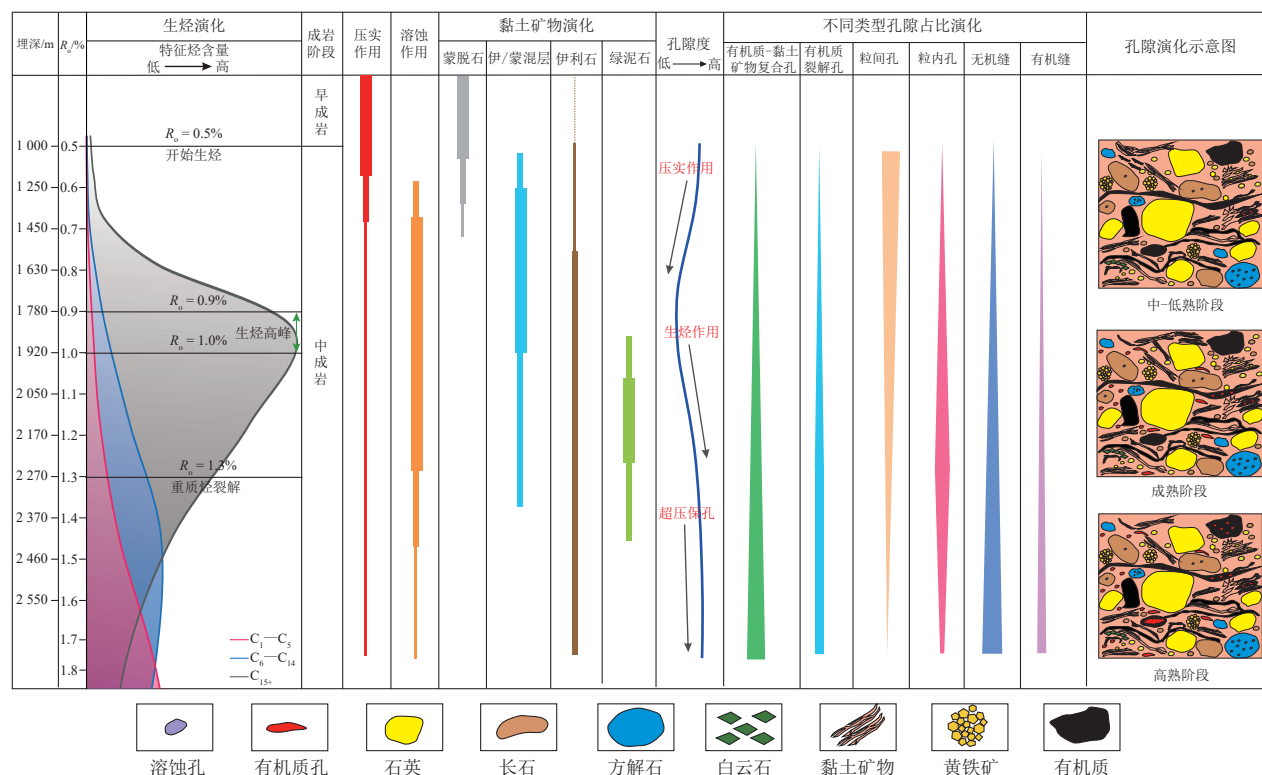


图16 松辽盆地北部古龙凹陷青一段泥页岩成岩-生烃及储层演化综合模式

Fig. 16 An integrated model of diagenesis, hydrocarbon generation and reservoir evolution for the Qing 1 Member shales, Gulong Sag, northern Songliao Basin

[R_o 为镜质体反射率; C_1-C_5 为轻烃(天然气及液化气组分); C_6-C_{14} 为轻质油馏分(石脑油至煤油段); C_{15+} 为重质油组分(柴油及以上高沸点馏分)。]

中一部分排出页岩体系,另一部分滞留在泥页岩地层中,并占据部分原生矿物基质孔隙(如粒间孔和裂缝等)。与此同时,干酪根的热裂解过程在有机质内部形成海绵状的有机质孔隙,并促使部分黏土矿物层间孔(缝)暴露。在有机质和黏土矿物的接触界面,常见大量重质原油及沥青等有机质附着于黏土矿物等矿物基质表面。在矿物基质方面,随着干酪根不断脱除含氧官能团,持续释放出有机酸,进一步增强了对泥页岩中碳酸盐类和长石等易溶矿物的溶蚀作用。然而,由于研究区碳酸盐类和长石含量普遍较低,所形成的溶蚀孔隙在整体孔隙体系中占比较小,未能构成有效的储集空间,仅对局部储层物性产生影响。值得注意的是,以有机质相关孔隙为主的孔隙空间显著增加,为自生矿物的生长提供了充足的空间。这一阶段可见自形程度较高的自生石英和绿泥石发育,部分孔隙被这些胶结矿物充填。自此阶段起,青一段页岩的孔隙发育开始主要受控于有机质含量及其热演化程度。

4.5.4 中成岩B阶段早期($R_o > 1.3\%$)

成岩阶段处于中成岩B阶段早期,这一阶段无机矿物成岩作用以黏土矿物的进一步转化为主要特征,

相较于上一阶段,伊/蒙混层比例明显降低,伊利石含量增加。同时,自生石英和自生绿泥石的胶结作用持续进行,其晶体表面有大量油膜或沥青附着。在有机质热演化方面,干酪根裂解生烃已接近尾声,前期滞留于地层中的重质烃类开始大量裂解,主要生成以轻质烃为主的原油。此时,青一段泥页岩进入大规模排烃阶段。随着流动性较强的轻质烃不断排出体系,原本被烃类占据的矿物基质孔隙(尤其是黏土矿物层间孔)得以进一步释放,同时大量有机质相关孔隙形成,并在地层超压的支撑下保存下来。在 R_o 达到 $1.2\% \sim 1.3\%$ 之前,这类孔隙表面常常附着大量的油膜;随着成熟度进一步升高,有机质逐渐焦化,形成大量以焦沥青为轮廓的有机质裂解残留孔隙。

5 结论

1) 古龙凹陷青一段页岩发育以浮游藻类为主的I型有机质,局部为II型,沉积于半深湖相-深湖相的缺氧环境中,原始生烃潜力较高。尽管在热演化过程中有机质不断转化与消耗, TOC 由原始的 $3.8\% \sim 6.0\%$ 降至现今的 $1.0\% \sim 3.0\%$,但整体仍保持中等-

较高的有机质丰度。页岩主体处于中-高成熟阶段,为页岩油的生成与富集提供了良好的物质基础。

2) 青一段泥页岩储集空间类型丰富,发育粒间孔、粒内孔、无机缝、有机质裂解孔、有机质-黏土矿物复合孔及有机质收缩缝等6类孔隙。不同孔隙在成因、形态及尺度上差异显著,共同构成了以纳米级孔隙为主体的复杂孔隙体系。其中,黏土矿物层间孔主要形成平行板状孔隙;粒间孔多呈“墨水瓶”状,孔径分布范围较广,以2~50 nm的中孔为主,体现出储层强烈的非均质性特征。

3) 青山口组页岩储层的发育受沉积环境、成岩作用、有机质丰度及热演化过程的协同控制。半深湖相-深湖相的缺氧环境以及海侵事件有利于有机质的富集;在埋藏成岩过程中,压实与胶结作用总体上导致无机孔隙减少,而长石等矿物的溶蚀作用,以及有机质生烃过程中形成的纳米级有机质裂解孔和有机质-黏土矿物复合孔,则成为补偿孔隙损失的重要机制。

4) 青山口组泥页岩储层演化受成岩作用与有机质热演化的协同控制:①在早成岩阶段($R_o \leq 0.5\%$),储集空间以原生孔隙为主,局部因白云石沉淀而致密化;②进入中成岩A阶段早期($0.5\% < R_o \leq 0.8\%$),黏土矿物转化与有机酸溶蚀作用形成次生无机孔隙,同时有机质孔隙开始初步发育;③至中成岩A阶段晚期($0.8\% < R_o \leq 1.3\%$)干酪根快速裂解促使有机质孔隙成为孔隙体系的主导类型,同期自生矿物胶结局部孔隙;④进入中成岩B阶段早期($R_o > 1.3\%$),轻质烃大量生成并伴随高效排烃,释放出被烃类占据的黏土矿物层间孔,同时形成大量有机质裂解孔隙,这些孔隙在超压作用下得以有效保存,且随着成熟度进一步升高,以焦沥青为轮廓的残留孔隙比例逐渐增加。这一演化过程揭示了青一段页岩储集空间由“无机孔隙主导”向“有机质孔隙主导”转变的演化模式。

参 考 文 献

- [1] 朱国文,王小军,张金友,等. 松辽盆地陆相页岩油富集条件及勘探开发有利区[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 110-124.
ZHU Guowen, WANG Xiaojun, ZHANG Jinyou, et al. Enrichment conditions and favorable zones for exploration and development of continental shale oil in Songliao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 110-124.
- [2] 何文渊. 松辽盆地古龙凹陷页岩油储层中的纳孔纳缝及其原位成藏理论初探[J]. 地质学前沿, 2023, 30(1): 156-173.
HE Wenyuan. Preliminary study on nanopores, nanofissures, and in situ accumulation of Gulong shale oil [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(1): 156-173.
- [3] 朱如凯,吴松涛,苏玲,等. 中国致密储层孔隙结构表征需注意的问题及未来发展方向[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1323-1336.
ZHU Rukai, WU Songtao, SU Ling, et al. Problems and future works of porous texture characterization of tight reservoirs in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(11): 1323-1336.
- [4] 卢双舫,李俊乾,张鹏飞,等. 页岩油储集层微观孔喉分类与分级评价[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 436-444.
LU Shuangfang, LI Junqian, ZHANG Pengfei, et al. Classification of microscopic pore-throats and the grading evaluation on shale oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 436-444.
- [5] 高凤琳,王成锡,宋岩,等. 氩离子抛光-场发射扫描电镜分析方法在识别有机显微组分中的应用[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 360-367.
GAO Fenglin, WANG Chengxi, SONG Yan, et al. Ar-ion polishing FE-SEM analysis of organic maceral identification [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(2): 360-367.
- [6] 孙龙德,王小军,冯子辉,等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔缝形成机制与页岩油富集特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1350-1365.
SUN Longde, WANG Xiaojun, FENG Zihui, et al. Formation mechanisms of nano-scale pores/fissures and shale oil enrichment characteristics for Gulong shale, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1350-1365.
- [7] 郭旭升,赵培荣,张宇,等. 中国陆相页岩油分类分级评价的现状、挑战与发展趋势[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1745-1761.
GUO Xusheng, ZHAO Peirong, ZHANG Yu, et al. Current status, challenges, and future trends of the classification and grading evaluation of lacustrine shale oil in China [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1745-1761.
- [8] 孙龙德,王凤兰,白雪峰,等. 页岩中纳米级有机黏土复合孔缝的发现及其科学意义——以松辽盆地白垩系青山口组页岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 708-719, 758.
SUN Longde, WANG Fenglan, BAI Xuefeng, et al. Discovery of nano organo-clay complex pore-fractures in shale and its scientific significances: A case study of Cretaceous Qingshankou Formation shale, Songliao Basin, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 708-719, 758.
- [9] 冯子辉,柳波,邵红梅,等. 松辽盆地古龙地区青山口组泥页岩成岩演化与储集性能[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 72-85.
FENG Zihui, LIU Bo, SHAO Hongmei, et al. The diagenesis evolution and accumulating performance of the mud shale in Qingshankou Formation in Gulong area, Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 72-85.
- [10] SHI Xiangyun, MISCH D, VRANJES-WESSELY S. A comprehensive assessment of image processing variability in pore structural investigations: Conventional thresholding vs. machine learning approaches [J]. Gas Science and Engineering, 2023, 115: 205022.
- [11] 刘雨晨,柳波,朱焕来,等. 松辽盆地现今地温场分布特征及主控因素[J]. 地质学报, 2023, 97(8): 2715-2727.
LIU Yuchen, LIU Bo, ZHU Huanlai, et al. The distribution characteristics and main controlling factors of present-day geothermal regime of the Songliao basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(8): 2715-2727.

- [12] 何文渊, 冯子辉, 张金友, 等. 松辽盆地北部古龙凹陷古页8HC井地质剖面特征[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(1): 1-9.
HE Wenyuan, FENG Zihui, ZHANG Jinyou, et al. Characteristics of geological section of Well-GY8HC in Gulong Sag, northern Songliao Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(1): 1-9.
- [13] 何文渊, 蒙启安, 付秀丽, 等. 松辽盆地古龙凹陷青山口组页岩沉积环境特征及其有机质富集机理[J]. 沉积学报, 2024, 42(5): 1799-1816.
HE Wenyuan, MENG Qi'an, FU Xiuli, et al. Geochemical study of the sedimentary environment and its organic matter enrichment mechanism in Qingshankou Formation shale, Gulong Sag, Songliao Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2024, 42(5): 1799-1816.
- [14] 李明, 王民, 张金友, 等. 中国典型盆地陆相页岩油组分评价及意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1479-1498.
LI Ming, WANG Min, ZHANG Jinyou, et al. Evaluation of the compositions of lacustrine shale oil in China's typical basins and its implications[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1479-1498.
- [15] 曾花森, 霍秋立, 张晓畅, 等. 松辽盆地古龙页岩油赋存状态演化定量研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(3): 80-90.
ZENG Huasen, HUO Qiuli, ZHANG Xiaochang, et al. Quantitative analysis on occurrence evolution of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(3): 80-90.
- [16] 孙龙德, 崔宝文, 朱如凯, 等. 古龙页岩油富集因素评价与生产规律研究[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 441-454.
SUN Longde, CUI Baowen, ZHU Rukai, et al. Shale oil enrichment evaluation and production law in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 441-454.
- [17] 赵文智, 朱如凯, 刘伟, 等. 我国陆相中高熟页岩油富集条件与分布特征[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 116-127.
ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, LIU Wei, et al. Lacustrine medium-high maturity shale oil in onshore China: Enrichment conditions and occurrence features[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(1): 116-127.
- [18] 柳波, 蒙启安, 付晓飞, 等. 松辽盆地白垩系青山口组一段页岩生、排烃组分特征及页岩油相态演化[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 406-419.
LIU Bo, MENG Qi'an, FU Xiaofei, et al. Composition of generated and expelled hydrocarbons and phase evolution of shale oil in the 1st member of Qingshankou Formation, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 406-419.
- [19] 霍秋立, 曾花森, 张晓畅, 等. 松辽盆地古龙页岩有机质特征与页岩油形成演化[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 86-96.
HUO Qiuli, ZENG Huasen, ZHANG Xiaochang, et al. Organic matter characteristics and shale oil formation of Gulong shale in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 86-96.
- [20] 蒙启安, 林铁锋, 张金友, 等. 页岩油原位成藏过程及油藏特征——以松辽盆地古龙页岩油为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(3): 24-37.
MENG Qi'an, LIN Tiefeng, ZHANG Jinyou, et al. In-situ accumulation process and reservoir characteristics of shale oil: A case study of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(3): 24-37.
- [21] 周能武, 初众, 卢双舫, 等. 致密气与页岩气耦合成藏机制及其定量评价——以松辽盆地徐家围子断陷白垩系沙河子组为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1200-1214.
ZHOU Nengwu, CHU Zhong, LU Shuangfang, et al. Coupled accumulation mechanisms and quantitative evaluation of tight and shale gases: A case study of the Cretaceous Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1200-1214.
- [22] 崔宝文, 张顺, 付秀丽, 等. 松辽盆地古龙页岩有机层序地层划分及影响因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(5): 13-28.
CUI Baowen, ZHANG Shun, FU Xiuli, et al. Organic sequence stratigraphic division and its influencing factors' analyses for Gulong shale in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(5): 13-28.
- [23] 高波, 何文渊, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩岩性、物性、含油性特征及控制因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(3): 68-79.
GAO Bo, HE Wenyuan, FENG Zihui, et al. Lithology, physical property, oil-bearing property and their controlling factors of Gulong shale in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(3): 68-79.
- [24] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071-1098.
- [25] ZHU Hongjian, HUANG Cheng, JU Yiwen, et al. Multi-scale multi-dimensional characterization of clay-hosted pore networks of shale using FIBSEM, TEM, and X-ray micro-tomography: Implications for methane storage and migration[J]. Applied Clay Science, 2021, 213: 106239.
- [26] 郭彤楼, 董晓霞, 魏力民, 等. 深层-超深层海相页岩气差异富集与高产机理[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1792-1806.
GUO Tonglou, DONG Xiaoxia, WEI Limin, et al. Mechanisms of the differential enrichment and high productivity of deep to ultra-deep marine shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1792-1806.
- [27] MENG Qingfeng, HAO Fang, TIAN Jinqiang. Origins of non-tectonic fractures in shale[J]. Earth-Science Reviews, 2021, 222: 103825.
- [28] REED R M, LOUCKS R G, KO L T. Scanning electron microscope petrographic differentiation among different types of pores associated with organic matter in mudrocks[J]. GCAGS Journal, 2020, 9: 17-27.
- [29] DONG Tian, HARRIS N B, AYRANCI K, et al. The impact of rock composition on geomechanical properties of a shale formation: Middle and Upper Devonian Horn River Group shale, Northeast British Columbia, Canada[J]. AAPG Bulletin, 2017, 101(2): 177-204.
- [30] 王岚, 曾雯婷, 夏晓敏, 等. 松辽盆地齐家-古龙凹陷青山口组黑色页岩岩相类型与沉积环境[J]. 天然气地球科学, 2019,

- 30(8): 1125–1133.
- WANG Lan, ZENG Wenting, XIA Xiaomin, et al. Study on lithofacies types and sedimentary environment of black shale of Qingshankou Formation in Qijia-Gulong Depression, Songliao Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(8): 1125–1133.
- [31] 林铁锋, 白云凤, 赵莹, 等. 松辽盆地古龙凹陷青一段细粒沉积岩旋回地层分析及沉积充填响应特征[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(5): 29–39.
- LIN Tiefeng, BAI Yunfeng, ZHAO Ying, et al. Cyclic stratigraphy of fine-grained sedimentary rocks and sedimentary filling response characteristics of Member Qing-1 in Gulong Sag, Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(5): 29–39.
- [32] 吕丹, 王华建, 李罡, 等. 松辽盆地青山口组页岩沉积水体环境演变的古生物学证据[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 857–868.
- LYU Dan, WANG Huajian, LI Gang, et al. Paleobiological evidence of the paleowater environment evolution during deposition of the Qingshankou shale in the Songliao Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 857–868.
- [33] 连旭欢, 李俊宇, 姜瑞海, 等. 陆相湖盆陆源碎屑与碳酸盐岩混合沉积研究进展[J]. *地球科学前沿*, 2023, 13(9): 1040–1050.
- LIAN Xuhuan, LI Junyu, JIANG Ruihai, et al. Research progress in mixed sedimentation of terrigenous clastic and carbonate rocks in continental lake basins[J]. *Advances in Geosciences*, 2023, 13(9): 1040–1050.
- [34] ZHANG Penglin, MISCH D, MENG Qingtao, et al. Lateral changes of organic matter preservation in the lacustrine Qingshankou Formation (Cretaceous Songliao Basin, NE China): Evidence for basin segmentation[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2022, 254: 103984.
- [35] 尹相东, 蒋恕, 吴鹏, 等. 致密砂岩酸性和碱性成岩环境特征及对储层物性的控制: 以鄂尔多斯盆地临兴和神府地区为例[J]. *地质科技通报*, 2021, 40(1): 142–151.
- YIN Xiangdong, JIANG Shu, WU Peng, et al. Features of the acid and alkaline diagenetic environment of tight sandstones and the control of the reservoir physical properties: A case study of the Linxing and Shenfu district, eastern Ordos Basin[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2021, 40(1): 142–151.
- [36] 马存飞. 湖相泥页岩储集特征及储层有效性研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- MA Cunfei. Study on characteristics and effectiveness of lacustrine shale reservoir[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2017.
- [37] 胡宗全, 刘忠宝, 李倩文, 等. 基于变尺度岩相组合的陆相页岩源-储耦合机理探讨——以四川盆地侏罗系页岩层段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 893–909.
- HU Zongquan, LIU Zhongbao, LI Qianwen, et al. Exploring source rock-reservoir coupling mechanisms in lacustrine shales based on varying-scale lithofacies assemblages: A case study of the Jurassic shale intervals in the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 893–909.
- [38] DZEVANSKIR R D, BURYAKOVSKIY L A, CHILINGARIAN G V. Simple quantitative evaluation of porosity of argillaceous sediments at various depths of burial[J]. *Sedimentary Geology*, 1986, 46(3/4): 169–175.
- [39] WANG Yanzhong, LIN Miruo, XI Kelai, et al. Characteristics and origin of the major authigenic minerals and their impacts on reservoir quality in the Permian Wutonggou Formation of Fukang Sag, Junggar Basin, western China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 97: 241–259.
- [40] PENG Junwen, PANG Xiongqi, SHI Hesheng, et al. Hydrocarbon generation and expulsion characteristics of Eocene source rocks in the Huilu area, northern Pearl River Mouth Basin, South China Sea: Implications for tight oil potential[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 72: 463–487.
- [41] JIANG Chunqing, CHEN Zhuoheng, MORT A, et al. Hydrocarbon evaporative loss from shale core samples as revealed by Rock-Eval and thermal desorption-gas chromatography analysis: Its geochemical and geological implications[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 70: 294–303.
- [42] SURDAM R C, BOESE S W, CROSSEY L J. The chemistry of secondary porosity [M]//MCDONALD D A, SURDAM R C. *Clastic Diagenesis*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1984: 127–149.
- [43] RONALD C S, CROSSEY L J, HAGEN E S, et al. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis [J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(1): 1–23.
- [44] BERNARD S, HORSFIELD B, SCHULZ H M, et al. Geochemical evolution of organic-rich shales with increasing maturity: A STXM and TEM study of the Posidonia Shale (Lower Toarcian, northern Germany) [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 31(1): 70–89.
- [45] DONG Tian, HARRIS N B, MCMILLAN J M, et al. A model for porosity evolution in shale reservoirs: An example from the Upper Devonian Duvernay Formation, Western Canada Sedimentary Basin[J]. *AAPG Bulletin*, 2019, 103(5): 1017–1044.
- [46] SHI Xuewen, WU Wei, XU Liang, et al. Thermal maturity constraint effect and development model of shale pore structure: A case study of Longmaxi Formation shale in southern Sichuan Basin, China[J]. *Minerals*, 2024, 14(2): 163.
- [47] LIU Jingdong, LIU Tao, LIU Hua, et al. Overpressure caused by hydrocarbon generation in the organic-rich shales of the Ordos Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 134: 105349.
- [48] WANG Guanping, JIN Zhijun, ZHANG Qian, et al. Effects of clay minerals and organic matter on pore evolution of the early mature lacustrine shale in the Ordos Basin, China[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2023, 246: 105516.
- [49] YAN Yu, WANG Min, MISCH D, et al. Mineral diagenesis in lacustrine organic-rich shales: Evolution pathways and implications for reservoir characteristics [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2024, 263: 106026.
- [50] XIAO Dianshi, ZHENG Lehua, XING Jilin, et al. Coupling control of organic and inorganic rock components on porosity and pore structure of lacustrine shale with medium maturity: A case study of the Qingshankou Formation in the southern Songliao Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2024, 164: 106844.

(编辑 刘格云)