

苏北盆地古近系泰州组二段页岩油储层差异成储机理

高玉巧^{1,2,3}, 蔡 潇^{1,3}, 夏 威^{1,3}, 马晓东^{1,2,3}, 咎 灵^{1,2}, 花彩霞^{1,2}, 李 辉^{1,3}, 朱一川^{1,3}, 王雨梦^{1,3}

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石油化工股份有限公司 华东油气分公司 勘探开发研究院, 江苏 南京 210000; 3. 中国石化深层煤层气勘探开发重点实验室, 江苏 南京 210000)

摘要:为研究苏北盆地古近系泰州组二段页岩油储层的岩相组构、储集类型、含油性和可动性,基于取心井HY2井页岩样品,开展了大面积薄片拼接成像分析、氩离子抛光-场发射扫描电镜(FE-SEM)观察、全岩X射线衍射(XRD)分析、总有机碳含量(TOC)测定、岩石物性分析和激光共聚焦显微镜(CLSM)观测等实验,系统研究了泰州组二段页岩储层发育特征和差异成储机理。研究结果表明:①页岩储层矿物组成以高碳酸盐矿物、高黏土矿物和低长英质矿物含量为特征。碳酸盐矿物主要以泥晶分散状、团块状和纹层状形式产出。②页岩纹层发育程度较低且类型较单一,主要发育碳酸盐纹层和生物碎屑纹层,少见长英质纹层,页岩纹层矿物组合以“碳酸盐矿物+黏土矿物”和“生物碎屑+黏土矿物”两种类型为主。③页岩主要发育块状灰质泥岩和纹层状含灰/灰质页岩两种岩相。储集空间以黏土矿物晶间孔为主导,纹层缝和高角度裂缝发育少,局部可见少量溶蚀孔、粒间孔和有机质孔。④页岩油主要以分散状赋存,轻/重比介于0.52~0.77。⑤沉积环境控制页岩储层岩相组合,成岩作用控制页岩储层孔隙演化,构造作用控制页岩储层裂缝系统,页岩生烃热演化史控制页岩油气分布。

关键词:纹层;岩相;差异化成储;储集空间;页岩油;泰州组二段;古近系;苏北盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Differential formation mechanisms of shale oil reservoirs in the 2nd member of the Paleogene Taizhou Formation, Subei Basin

GAO Yuqiao^{1,2,3}, CAI Xiao^{1,3}, XIA Wei^{1,3}, MA Xiaodong^{1,2,3}, ZAN Ling^{1,2}, HUA Caixia^{1,2}, LI Hui^{1,3},
ZHU Yichuan^{1,3}, WANG Yumeng^{1,3}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China; 2. Exploration and Development Research Institute, East China Oil & Gas Company, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210000, China; 3. Key Laboratory of Deep Coalbed Methane Exploration and Production, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210000, China)

Abstract: This study aims to examine the lithofacies fabrics, reservoir types, oil-bearing properties, and crude oil mobility of shale oil reservoirs in the 2nd member of the Paleogene Taizhou Formation (also referred to as the Tai 2 Member) in the Subei Basin. To this end, a series of experiments are conducted on shale samples from cored well HY2, including analysis of large-area thin-section mosaic imaging, argon ion milling-field emission scanning electron microscopy (FE-SEM), and whole-rock X-ray diffraction (XRD), together with total organic carbon (TOC) content determination, petrophysical property analysis, and confocal laser scanning microscopy (CLSM) observation. Building on these, we systematically examine the developmental characteristics and differential formation mechanisms of shale reservoirs in the Tai 2 Member. The results indicate that the shale reservoirs are characterized by mineral composition of high carbonate and clay mineral content and low felsic mineral content. The carbonate minerals primarily occur as dispersed micrite, lumps in matrix, and laminae. The shale laminae exhibit a low degree of development and simple types. They are dominated by carbonate and bioclastic laminae, with a minor presence of felsic laminae. Primary mineral assemblages of

收稿日期:2025-07-30;修回日期:2025-11-17。

第一作者简介:高玉巧(1978—),女,博士、研究员,非常规油气地质研究与勘探开发管理。E-mail:gaoyq.hdsj@sinopec.com。

通信作者简介:蔡潇(1988—),男,高级工程师,非常规油气地质实验研究。E-mail:caix.hdsj@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金(U24B6002);中国石化科技部项目(P24117;P23190)。

the shale laminae include “carbonate minerals with clay minerals” and “bioclasts with clay minerals.” The shales consist predominantly of two lithofacies types: massive calcareous mudstones and lamellar argillaceous/ calcareous shales. The reservoir spaces are dominated by intercrystalline pores within clay minerals, with rare lamina-parallel fractures and high-angle fractures. In addition, small quantities of dissolution pores, intergranular pores, and organic pores are locally visible. Shale oil is mainly dispersed, with a light-to-heavy component ratio ranging from 0.52 to 0.77. In shale reservoirs in the Tai 2 Member, lithofacies assemblages are governed by the sedimentary environment, pore evolution is controlled by diagenetic processes, and fracture systems are determined by tectonism. Additionally, the distribution of shale oil in these reservoirs is governed by the hydrocarbon generation and thermal evolution histories of shales.

Key words: laminae, lithofacies, differential reservoir formation, reservoir space, shale oil, 2nd member of the Taizhou Formation (Tai 2 Member), Paleogene, Subei Basin

引用格式:高玉巧,蔡潇,夏威,等.苏北盆地古近系泰州组二段页岩油储层差异成储机理[J].石油与天然气地质,2025,46(6):1947-1959. DOI: 10.11743/ogg20250613.

GAO Yuqiao, CAI Xiao, XIA Wei, et al. Differential formation mechanisms of shale oil reservoirs in the 2nd member of the Paleogene Taizhou Formation, Subei Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1947-1959. DOI: 10.11743/ogg20250613.

苏北盆地作为中国东部重要的陆相含油气盆地之一,其古近系发育了多套富有机质泥页岩层系,蕴藏着可观的页岩油资源潜力^[1-7]。盆地内古近系主要发育泰州组二段、阜宁组二段和阜宁组四段3套重要的页岩油勘探开发层系。其中,阜宁组二段页岩油勘探开发已取得显著进展,形成了相对成熟的勘探开发技术体系,为盆地页岩油效益开发奠定了重要基础^[8-16]。近期勘探实践表明,泰州组二段具有良好的页岩油勘探前景。例如,中国石化在苏北盆地海安凹陷部署实施的HY2井,于泰州组二段测试获日产13.3 t工业油流,原油密度为0.858 t/m³,累计产油量已达2 095 t,标志着泰州组二段页岩油勘探取得重要突破,成为苏北盆地页岩油增储上产的重要新层系。

然而,初步的钻探与地质研究表明,泰州组二段页岩油储层特征与开发效果较好的阜宁组二段存在显著差异,主要体现在岩相组构、储集空间类型与结构、含油性特征和原油可动性等4个关键方面。这些储层属性本质上的差异,直接决定了泰州组二段页岩油的赋存状态、流动能力和开发效果,因此不能简单照搬阜宁组二段的开发经验和模式。针对泰州组二段独特的储层属性,亟需开展差异化开发策略和工程技术方案探索,特别是在提高单井最终开采量(EUR)、降低开发成本和提升开发效益等方面。其中,改善原油可动性是提高泰州组二段页岩油开发效果的关键瓶颈之一^[17-25],与之相关的储层改造、渗吸置换和注气增能等技术方案仍需深入研究和持续完善^[26-33]。目前,针对泰州组二段页岩油储层特征的研究较为薄弱,特别是针对其与阜宁组二段储层差异的系统性精细研究仍为不足,差异化成储机理认识不清,制约了该层系的规模

效益勘探开发。

鉴于此,本文以苏北盆地古近系泰州组二段页岩油储层为研究对象,综合运用岩石标本高清成像、岩石薄片光学显微镜观察、高分辨率场发射扫描电镜(FE-SEM)分析、激光共聚焦显微镜(CLSM)油气赋存表征等实验技术手段,系统剖析泰州组二段页岩油储层的微观组构、孔隙网络、烃类赋存和可动性等特征,深入揭示其与阜宁组二段储层的核心差异及内在控制因素(差异成储机理)。研究成果旨在为泰州组二段页岩油储层特性认知提供科学依据,对该层系甜点区优选、开发方案优化(尤其是提高可动性的工程技术应用)以及降本增效实践等方面具有重要的启示意义,助力苏北盆地页岩油资源的全面、高效开发。

1 区域地质概况

苏北盆地是在扬子地台古生界褶皱基底之上发育的中、新生代盆地,总面积约 3.28×10^4 km²,具有“一隆两坳”构造格局,包括建湖隆起、盐阜坳陷和东台坳陷^[8-12]。目前,油气勘探主要集中于自西向东分布的金湖凹陷、高邮凹陷、溱潼凹陷和海安凹陷^[11-13]。该盆地新生界沉积厚度大,发育泰州组二段、阜宁组二段和阜宁组四段等3套烃源岩层系。

泰州组是苏北盆地深层重要的勘探层系,自下而上可分为泰(泰州组)一段和泰二段两段。泰一段以常规砂岩油藏勘探为主,泰二段则为页岩油勘探的潜力层系。新一轮资源评价显示,苏北盆地泰二段页岩油资源量达 1.64×10^8 t,显示出良好的勘探前景。

泰州组一阜宁组沉积时期,苏北盆地整体处于广

盆式湖相沉积环境。泰二段和阜(阜宁组)二段沉积时期古地貌格局相似,但泰二段水体略浅。自西向东,金湖—高邮—溱潼—海安沉积相带由河流—泛滥平原相逐步过渡至半深湖—深湖相,苏北盆地东部的溱潼和海安两个凹陷主要发育半深湖—深湖相沉积的暗色页岩(图1)。泰州组沉积厚度介于30~160 m,埋深为2 200~5 800 m,总有机碳含量(TOC)为0.8%~1.8%,镜质体反射率(R_o)介于0.5%~1.2%。该层段既是常规油藏形成的主力烃源岩,也是页岩油发育的关键层段。

平面上,溱潼凹陷西部靠近江都隆起,受陆源碎屑注入,长英质含量高,最高可达71.0%。向东随水体加深,溱潼凹陷中东部至海安凹陷长英质含量逐渐降低,化学成因的碳酸盐矿物含量增高。全区长英质平均含量为27.5%,碳酸盐矿物平均含量为32.8%,黏土矿物平均含量为36.5%。

纵向上,泰二段表现出“三分性”特征:下部Ⅰ亚段碳酸盐矿物含量更高,水体盐度大,主要发育灰黑色灰质和含灰页岩,厚度为20~30 m,是主力烃源岩段;向上至Ⅱ亚段和Ⅲ亚段,黏土矿物含量逐渐增高,主要发

育含灰页岩。

2 实验样品及方法

2.1 样品制备

本研究样品取自苏北盆地海安凹陷HY2井泰二段岩心。根据研究目标,系统制备了多尺度样品,涵盖宏观至微观分析需求:①剖切HY2井岩心长度30 m,用于岩性、宏观组构和代表性样品挑选;②制备垂直层理面的岩石薄片60片(尺寸50.00 mm×20.00 mm×0.03 mm),用于岩石薄片鉴定和微区矿物分析;③制备垂直层理面的薄片10片(尺寸50.00 mm×20.00 mm×0.05 mm),用于激光共聚焦和微区矿物分析;④选取上述薄片对应的样品块,制备垂直层理面的块状岩样20块(尺寸15 mm×15 mm×5 mm),经氩离子抛光后用于扫描电子显微镜观察;⑤将上述薄片制备剩余样品粉碎为粉末样品,用于X射线衍射全岩矿物分析和TOC测定等;⑥钻取柱塞样品30块(直径25 mm,长度20 mm),用于孔隙度、渗透率和力学参数

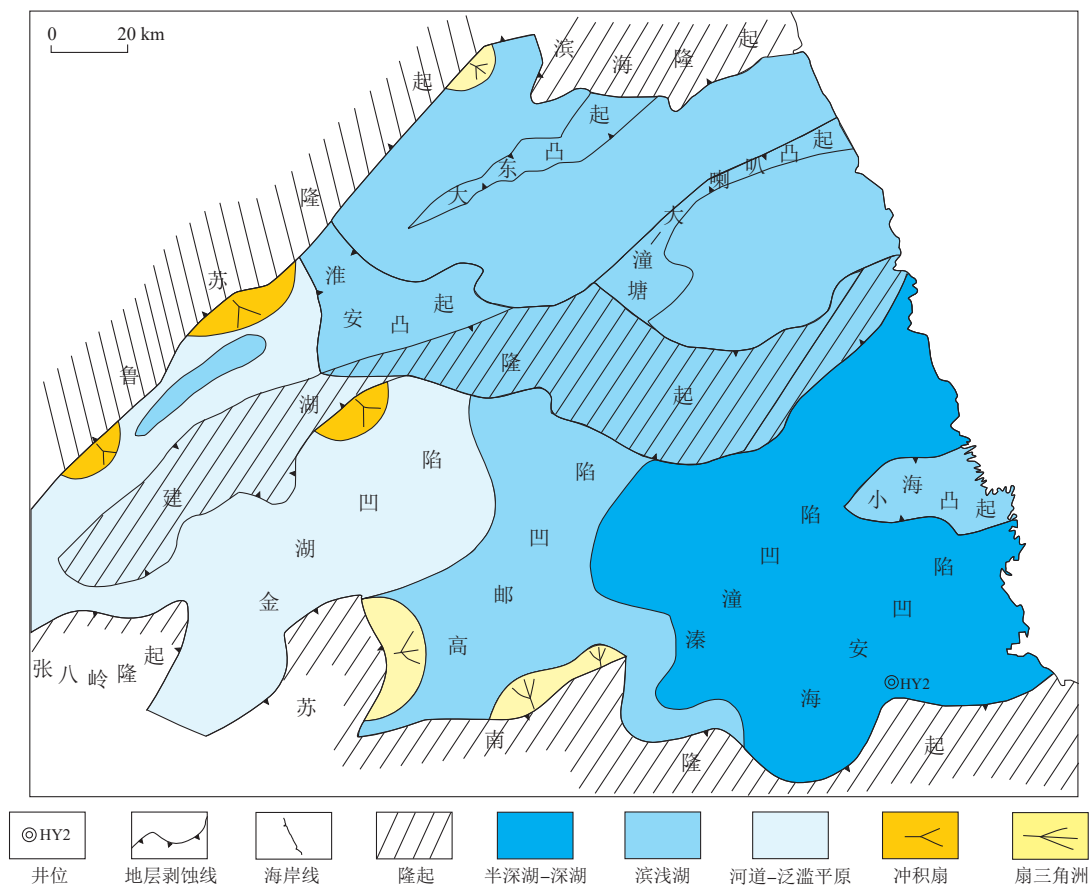


图1 苏北盆地泰二段沉积相图

Fig. 1 Sedimentary facies map of the Tai 2 Member, Subei Basin

测定等。

2.2 实验方法

为系统研究苏北盆地泰二段储层特征并建立详实岩相剖面,揭示纵向储层差异,开展了宏观至微观尺度的多级实验分析。对HY2井泰二段I亚段30 m长度岩心进行剖切,重点观察岩性、纹层和构造特征,并针对性选取代表性样品进行储层表征。

首先,采用偏光显微镜对岩心薄片进行大面积拼接成像并观察。采用Leica STELLARIS 5激光共聚焦显微镜(具备超大景深和自动采集功能)进行大薄片拼接,每个样品在放大倍数 10×10 倍下拍摄600~800张图像(单张视域面积 $1.16 \text{ mm} \times 1.16 \text{ mm}$,分辨率 $512 \text{ dpi} \times 512 \text{ dpi}$),并通过LAS X系统无缝拼接。结合ZEISS Image A2偏光显微镜的局部单偏光和正交光进行观察,精细描述纹层类型、组合及构造特征。

随后,选取对应薄片制备剩余样品,沿垂直层理面制备氩离子抛光块样,使用ZEISS SIGMA热场发射扫描电镜观察不同纹层和层间的微观孔隙结构。

其余剩余样品则用于以下3种分析:①采用日本理学Ultima IV X射线衍射仪分析矿物组成;②采用德国力可CS-230碳硫测定仪分析TOC;③采用美国Core Lab PoroPDP-200覆压孔隙度渗透率测试仪分析岩石物性。

另取现场冷冻样品,沿垂直层理面剖切制备薄片(尺寸 $50.00 \text{ mm} \times 20.00 \text{ mm} \times 0.05 \text{ mm}$),采用Leica STELLARIS 5激光共聚焦显微镜分析油气赋存特征:①以488 nm波长激发荧光,分别采集透射光通道(骨架)、500~590 nm通道(轻质组分)和590~780 nm通道(重质组分)图像(拼接条件参上),获取全视域二维图像;②在油气富集区域进行三维扫描(放大倍数 20×10 倍,单视域面积 $581.25 \mu\text{m} \times 581.25 \mu\text{m}$,扫描步长 $0.8 \mu\text{m}$,层数40~50层),通过LAS X系统重构三维图像,分析总含油体积和不同孔隙半径范围内轻、重组分分布特征。

3 储层特征差异

3.1 微观组构

3.1.1 矿物组成与产状

苏北盆地泰二段和阜二段自西向东呈现明显的矿物组成成分趋势,表现为长石和石英等长英质碎屑颗

粒含量逐渐降低,黏土矿物和碳酸盐矿物含量逐渐增高。

位于苏北盆地东部的海安凹陷泰二段和阜二段在矿物组成上差异显著,尤以碳酸盐矿物含量突出为特征,平均含量约30%。其中,泰二段以方解石为主、平均含量为25.4%,白云石平均含量为4.1%;阜二段则以白云石为主、平均含量为19.6%,方解石平均含量为10.4%。泰二段黏土矿物含量最高,平均含量达36%;长英质(碎屑)含量最低,平均含量仅为30.8%(图2a)。这种“高碳酸盐矿物、高黏土矿物、低长英质矿物”的组合是泰二段区别于阜二段(特别是位于苏北盆地中西部的溱潼、金湖凹陷相应层段)的显著标志。

从产状上看,泰二段碳酸盐矿物主要有3种赋存形式:①以泥晶分散状广泛分布于岩石基质内,与黏土矿物、石英和长石构成岩石基础格架(图2b);②局部呈团块状散布于基质内(图2c);③少量发育为碳酸盐纹层(图2d)。此外,泰二段生物碎屑含量相对较高,主要以介形虫和腕足类等生物化石为主,这也是其重要特征之一(图2b)。

3.1.2 纹层发育特征

苏北盆地阜二段纹层极为发育,类型丰富,包括长英质纹层、黏土质纹层、富有机质纹层、碳酸盐纹层和生物碎屑纹层等多种类型。其中,“长英质+黏土质+富有机质”的纹层组合大量发育,纹层密度极高,平均超2000条/m。

相比之下,泰二段纹层发育程度较低。其中上部II-III亚段纹层不发育,多为块状泥岩;下部I亚段纹层相对发育,但表现出明显的非均质性。在海安凹陷HY2井I亚段30.00 m厚度范围内,仅约9.36 m发育有纹层,平均纹层密度仅约为800条/m,显著低于阜二段。此外,泰二段纹层类型较为单一,主要发育碳酸盐纹层和生物碎屑纹层,长英质纹层稀少,局部可见富有机质纹层。纹层组合类型主要包括“碳酸盐+黏土质”纹层组合(图3a,b)、“生物碎屑+黏土质”纹层组合(图3c,d)。

3.2 储集空间

苏北盆地泰州组二段主要发育块状灰质泥岩和纹层状含灰/灰质页岩2种岩相。其中,块状灰质泥岩纹层不发育,矿物组成虽与其他岩相无明显区别,但结构上呈块状,主要发育于泰二段I亚段上部,在优质目的层段中厚度占比高达约2/3。

纹层状含灰、灰质页岩纹层较发育,纹层类型以碳酸盐纹层为主,且相对较宽(厚度多超过 $200 \mu\text{m}$);长

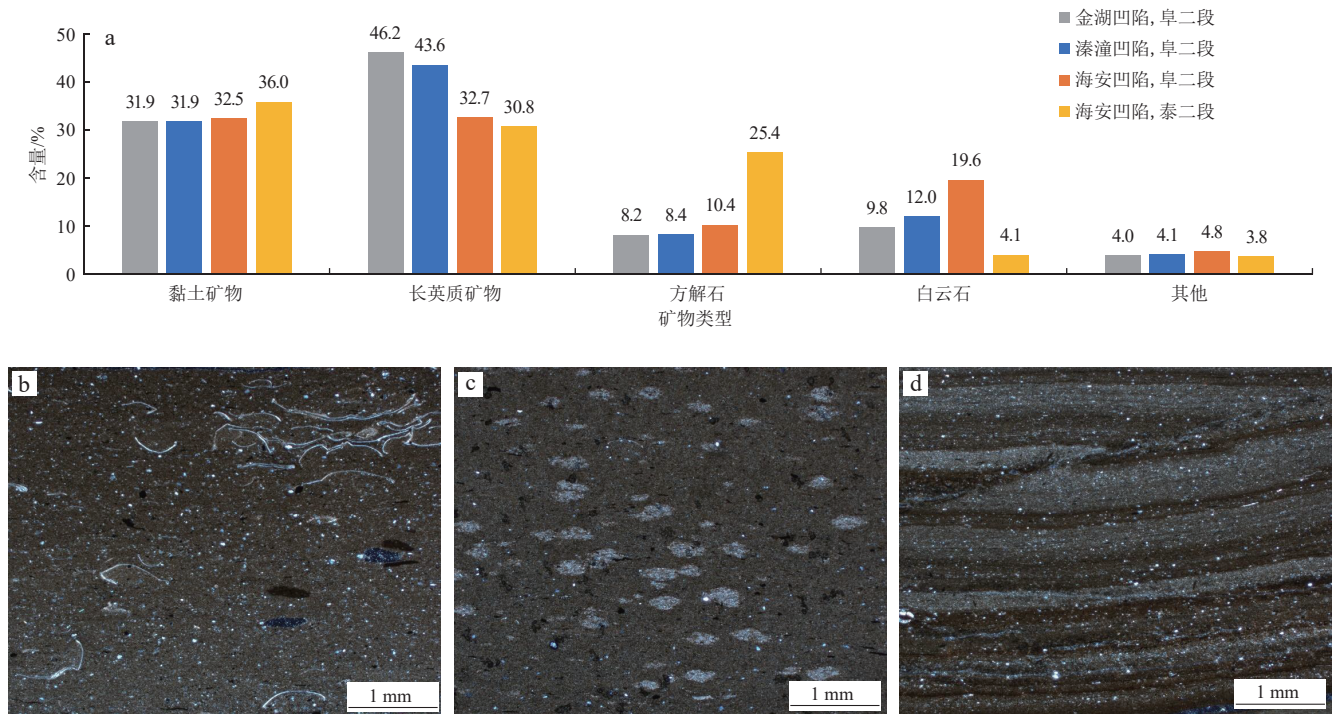


图2 苏北盆地泰二段与阜二段矿物组成及产状差异

Fig. 2 Mineral composition and occurrence differences between the Tai 2 Member and the 2nd member of the Funing Formation (Fu 2 Member), Subei Basin

a. 苏北盆地泰二段与阜二段矿物组分含量柱状图; b. 基质中间大量碳酸盐矿物泥晶, 生物碎屑多, 疑似瓣鳃类, 略见粉砂, HY2井, 泰二段, 埋深4 082.57 m; c. 碳酸盐矿物局部呈团块状分散于基质中, HY2井, 泰二段, 埋深4 086.91 m; d. 局部纹层发育, 泥晶碳酸盐纹层与暗色富有机质黏土质纹层互层, HY2井, 泰二段, 埋深4 089.05 m (b—d图为单偏光普通薄片显微照片。)

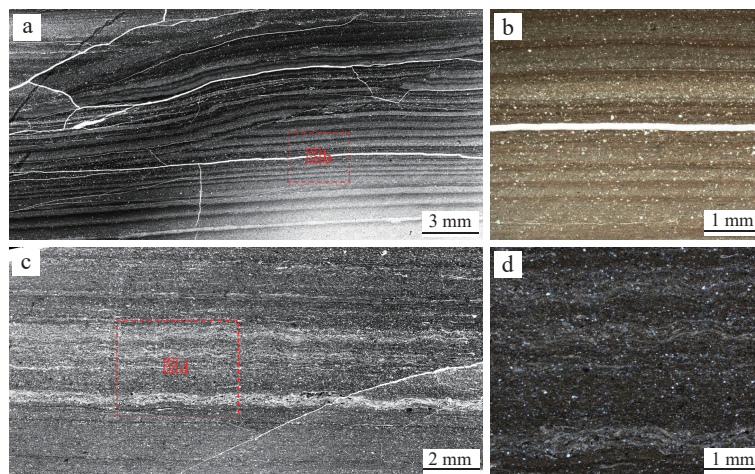


图3 苏北盆地海安凹陷泰二段纹层发育特征显微照片(单偏光, 普通薄片)

Fig. 3 Lamina characteristics of the Tai 2 Member, Haian Sag, Subei Basin

a. “泥晶碳酸盐+黏土质”纹层组合, 纹层缝发育, HY2井, 埋深4 089.05 m; b. 为图a中局部放大, 泥晶碳酸盐矿物呈纹层状分布, 水平方向纹层缝较发育, HY2井, 埋深4 089.05 m; c. “生物碎屑+黏土质+富有机质”纹层组合, HY2井, 埋深4 103.71 m; d. 为图c中局部放大, 生物碎屑富集, 呈纹层状分布, 多为双壳类、瓣鳃类, HY2井, 埋深4 103.71 m

英质纹层较少且较薄(厚度多小于100 μm); 主要见于泰二段 I 亚段中下部, 在优质目的层段中厚度占比约为1/3。

两种主要岩相的储集空间均以黏土矿物晶间孔为主导(图4a, b), 纹层缝和高角度裂缝少, 局部可见少量溶蚀孔、粒间孔、晶间孔和有机质孔(图4c—f)。块

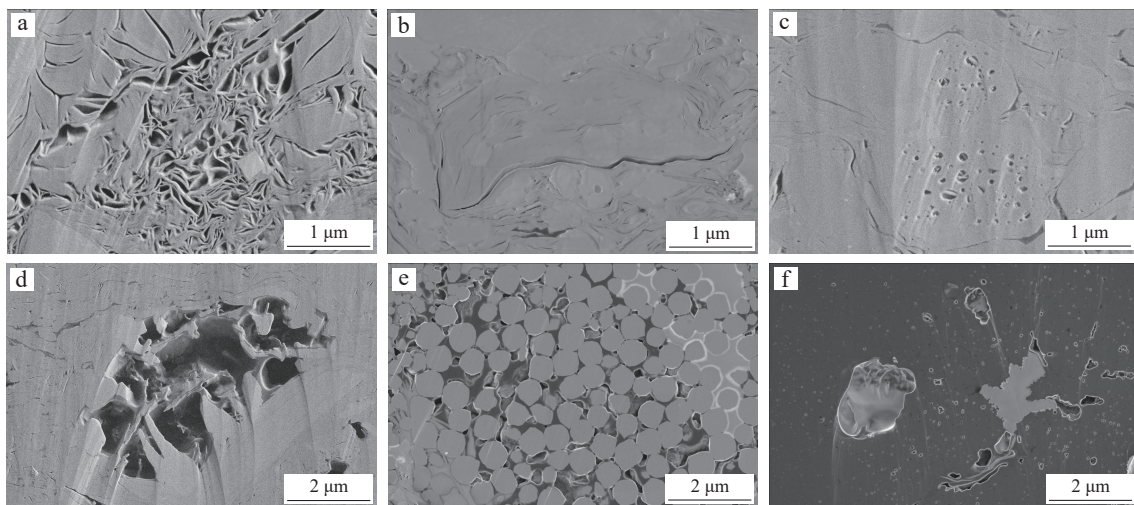


图4 苏北盆地海安凹陷泰二段储集空间特征扫描电镜照片

Fig. 4 Reservoir space characteristics of the Tai 2 Member, Haian Sag, Subei Basin

a. 块状灰质泥岩,黏土矿物晶间孔,HY2井,埋深4 100.36 m;b. 块状灰质泥岩,黏土矿物晶间缝,HY2井,埋深4 085.68 m;c. 块状灰质泥岩,方解石表面溶蚀孔,粒间填充有少量黏土矿物和有机质,HY2井,埋深4 085.68 m;d. 块状灰质泥岩,残留少量微米级粒间孔,HY2井,埋深4 085.68 m;e. 纹层状灰质页岩,黄铁矿晶间孔,填充有机质,HY2井,埋深4 090.22 m;f. 块状灰质泥岩,块状有机质表面见少量有机孔,包裹长英质等矿物,HY2井,埋深4 100.36 m

状灰质泥岩内部矿物混合均匀,缺乏稳定的刚性骨架,在埋藏成岩过程中难以有效抵抗上覆地层的压实作用。高含量的塑性黏土矿物发生强烈压缩和塑性流动,导致原生孔隙空间被大规模破坏。同时,均一结构也不利于后期流体溶蚀改造,最终导致其平均孔隙度极低,仅为1.95%。

相比之下,纹层状含灰、灰质页岩因具有“碳酸盐+黏土质”纹层组合,刚性碳酸盐纹层有效承担地层压力,抑制了压实效应的均衡传递,为孔隙保存提供了力学支撑。此外,该岩相沿不同岩性纹层界面普遍发育纹层缝,这进一步增强了储集空间的连通性。上述多重优势使得其平均孔隙度达3.94%,显著高于块状灰质泥岩,成为泰二段相对优质的储集单元。

不过,与阜二段相比,泰二段储集空间仍存在明显差异。阜二段储集空间类型以粒间孔和纹层缝为主,而泰二段不仅主导孔隙类型不同,且孔隙尺度普遍更小、数量更少。这种在类型、规模和有效性上的显著劣势(特别是块状灰质泥岩相的低孔特征占比高),严重制约了泰州组二段页岩油赋存与渗流能力,对后续勘探开发(尤其是压裂改造和原油产出)带来了更大的挑战。

3.3 烃类赋存及可动性特征

泰州组二段页岩TOC为0.85%~3.21%,平均值为1.79%,整体优于阜二段页岩(图5a)。然而,其关键含油性指标游离烃含量(S_1)普遍较低,多小于1.00 mg/g,

平均值仅为0.85 mg/g(图5b);含油饱和度指数(OSI)也明显低于阜二段,多小于100.00 mg/g,平均值为51.67 mg/g(图5c)。进一步分析表明,泰二段页岩油中游离油占比介于10%~30%(图5d),同样低于阜二段,反映出其原油可动性基础相对薄弱。

基于激光共聚焦显微镜开展烃类赋存状态与微观运移特征研究:①泰二段受控于纳米级黏土矿物晶间孔为主导的基质孔隙系统,页岩油主要以分散状赋存于基质孔隙网络中(图6a)。激光共聚焦显微镜精细表征揭示,轻烃组分与重烃组分均高度分散,几乎未观察到明显的微运移聚集现象(图6b)。原油组分轻/重比(通常指饱和烃/芳香烃或特定轻/重组分含量比值)相对较低,范围为0.52~0.77,指示原油整体偏重质化(图6c)。②阜二段得益于相对发育的微米级粒间孔(尤其粒间孔本身)和纹层缝,页岩油赋存状态明显不同(图6d)。激光共聚焦观察清晰揭示了显著的微运移现象,表现为原油在相对开放的纹层缝等较大孔隙空间中明显富集(图6e)。同时,其原油轻烃组分占比更高,轻/重比普遍大于1.00(范围为1.05~2.42),反映出更优的原油品质和潜在的流动性(图6f)。

4 差异成储机理

根据前文对苏北盆地古近系泰二段和阜二段页岩油储层在矿物组构、储集空间、烃类赋存和可动性等方

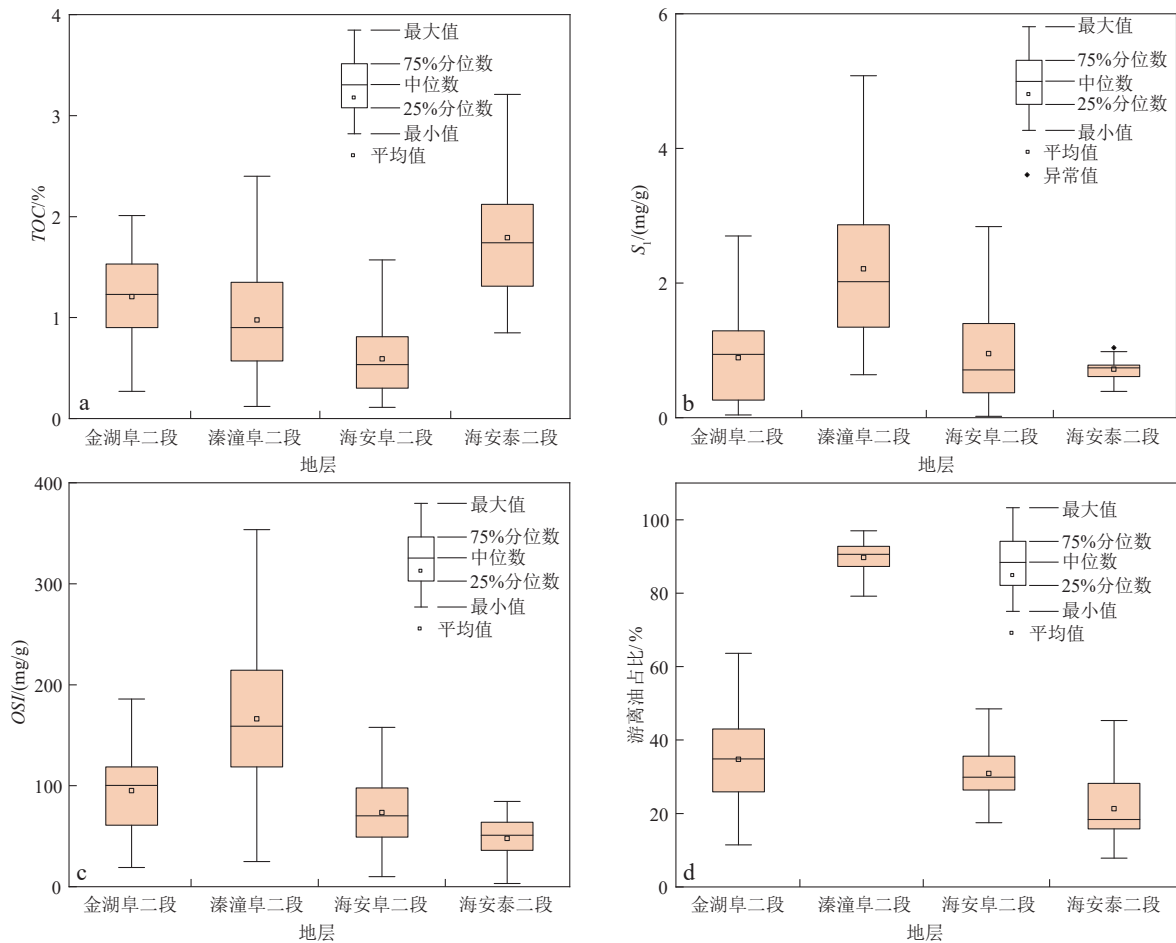


图5 苏北盆地泰二段与阜二段含油性特征差异分布箱形图

Fig. 5 Differences in oil-bearing properties between the Tai 2 and Fu 2 members, Subei Basin

a. TOC; b. S_1 ; c. OSI; d. 游离油占比TOC. 总有机碳含量; S_1 . 游离烃含量; OSI. 含油饱和度指数

面差异的系统分析(表1),结合区域地质背景及文献研究成果,认为造成储层差异的主控因素包括沉积环境控制岩相组合、成岩作用控制孔隙演化、构造作用控制裂缝系统以及热演化史控制油气分布等4个方面。

4.1 沉积环境与岩相组合

沉积环境对岩相组合的控制机制主要体现在古水体条件和物源输入两大关键要素。纵向上,古水体盐度差异直接控制矿物组成分异:泰二段水体略浅于阜二段,整体盐度较高,促使碳酸盐矿物富集(以方解石为主,平均含量为25.4%,白云石平均含量为4.1%)。自底部到顶部,水体由咸水过渡至半咸水,碳酸盐矿物含量逐渐降低(图7);阜二段水体深度较大,自底部到顶部,由半咸水过渡到淡水,整体盐度低于泰二段,碳酸盐矿物含量也相对偏低,但纵向变化趋势与泰二段类似,均呈现出自下而上逐渐降低的特征。

平面上,物源输入强度主导碎屑组分空间分布规

律。泰二段与阜二段沉积时期古地貌格局相似,物源供给水平相当,自西向东,沉积相带由河流-泛滥平原相逐步过渡至半深湖-深湖相。苏北盆地西部邻近江都隆起物源区,陆源碎屑输入强烈,长英质含量最高达71.0%。向盆地中东部至海安凹陷方向,陆源输入减弱,导致长英质碎屑含量锐减至30.9%。相应地,黏土矿物含量自西向东逐渐升高至36.0%,其主要原因是随着搬运距离增加,水动力条件持续减弱,粗粒长英质碎屑优先沉积,细粒黏土矿物进一步迁移至湖盆中心,并在低能环境中絮凝沉降,造成凹陷内黏土矿物显著富集。这种物源梯度变化进一步控制了岩相类型分异。

岩相纵向差异主要受古气候和水体分层强度控制。泰二段沉积期水体略浅,上部Ⅱ-Ⅲ亚段陆源输入增强,沉积物供应速率高、季节旋回不明显,抑制了纹层形成,因而以块状灰质泥岩为主。下部Ⅰ亚段处于咸化水体环境,化学沉积作用显著,易于形成碳酸盐和黏土矿物构成的纹层状或层状灰质页岩,但其纹层

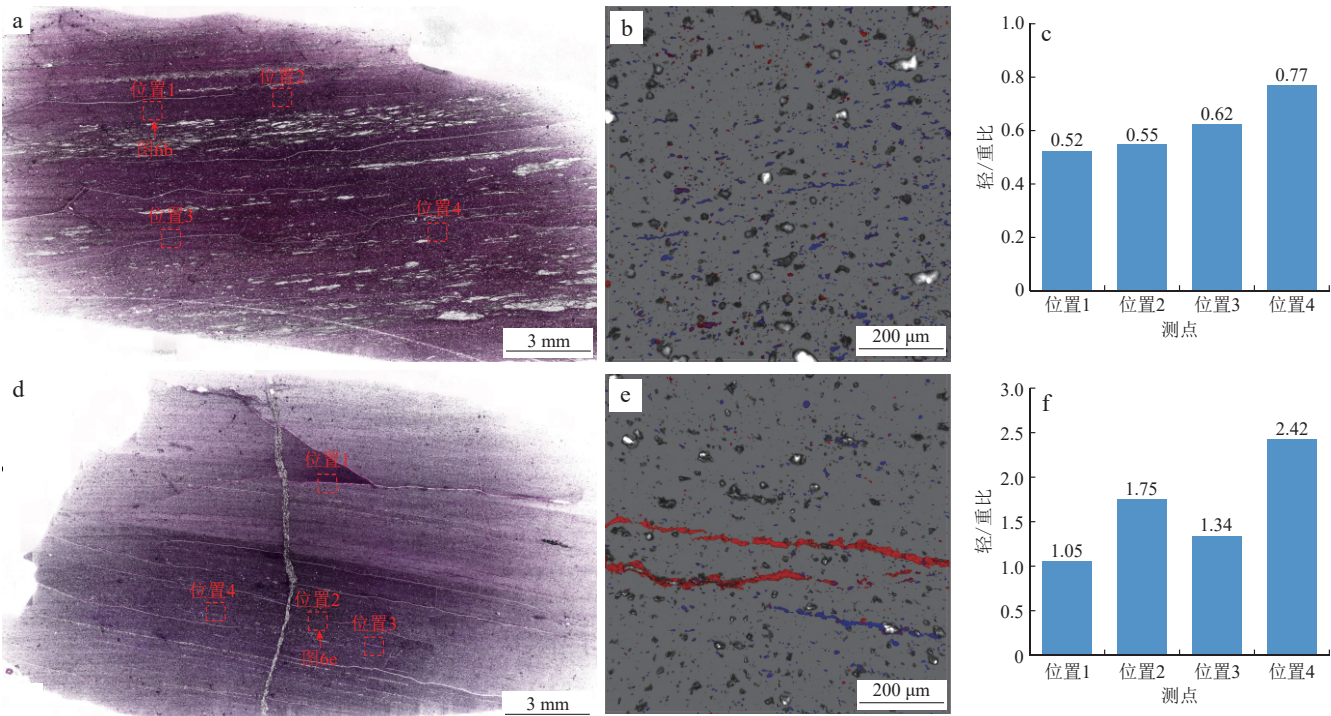


图6 苏北盆地泰二段与阜二段激光共聚焦显微特征

Fig. 6 CLSM characteristics of the Tai 2 and Fu 2 members, Subei Basin

a. 海安凹陷, HY2井, 泰二段, 埋深4 102. 15 m, 激光共聚焦显微照片, 紫色为烃类分布情况; b. a图中位置1局部放大, 轻质组分和重质组分在基质孔隙均匀分布, 激光共聚焦三维定量扫描图像; c. a图中位置1—4的轻/重比定量结果; d. 溱潼凹陷, QY1井, 阜二段, 埋深3 857. 54 m, 激光共聚焦显微照片, 紫色为烃类分布情况; e. d图中位置2局部放大, 轻质组分和重质组分在裂缝中聚集, 激光共聚焦三维定量扫描图像; f. d图中位置1—4的轻/重比定量结果 (图中位置1—4分别表示c和f图中4个对应开展三维定量扫描的位置; b和e图中红色部分表示轻质组分, 蓝色部分表示重质组分。)

表1 苏北盆地不同凹陷、不同层位页岩油地质特征对比

Table 1 Comparison of the geological characteristics of shale oil crossing varying sags and formations in the Subei Basin

层位(凹陷)		阜二段(金湖凹陷)	阜二段(溱潼凹陷)	阜二段(海安凹陷)	泰二段(海安凹陷)
物质基础	沉积环境	半咸水-淡水	半咸水-淡水	半咸水-淡水	咸水-半咸水
	厚度/m	100 ~ 150	300 ~ 480	150 ~ 300	60 ~ 90
	岩相类型	含钙页岩	混合质页岩	钙质页岩	钙质页岩
矿物组成	碳酸盐矿物含量/%	18. 0	20. 4	22. 9	29. 5
	长英质矿物含量/%	46. 0	43. 6	34. 4	30. 9
	黏土矿物含量/%	31. 9	31. 9	34. 3	36. 0
地球化学指标	TOC/%	1. 41	1. 32	1. 50	1. 79
	R _o /%	0. 9 ~ 1. 1	0. 7 ~ 1. 2	0. 7 ~ 0. 8	0. 8 ~ 1. 0
	OSI/(mg/g)	60 ~ 90	60 ~ 400	50 ~ 200	20 ~ 70
储集条件	孔隙度/%	4. 1	4. 2	3. 9	3. 6
	裂缝发育程度	较发育	发育	欠发育	欠发育
保存条件	压力系数	1. 0 ~ 1. 2	1. 2 ~ 1. 6	1. 2 ~ 1. 6	1. 2 ~ 1. 3

注: TOC. 总有机碳含量; R_o. 镜质体反射率; OSI. 含油饱和度指数。

密度仍显著低于阜二段(图7)。相比之下,阜二段沉积期水体更深,纹层发育程度显著增强,形成了多类型纹层组合。

4.2 成岩作用与孔隙演化

成岩作用作为塑造储层孔隙演化的核心地质过

程,其中同沉积碳酸盐的形成、后期的胶结与溶蚀作用及压实作用协同控制着泰二段与阜二段的孔隙发育特征。不同地质过程以各自独特的方式,对孔隙的形成、改造与保存产生影响,进而导致两套地层呈现显著的孔隙结构特征。

薄片分析表明,泰二段碳酸盐矿物主要源于沉积

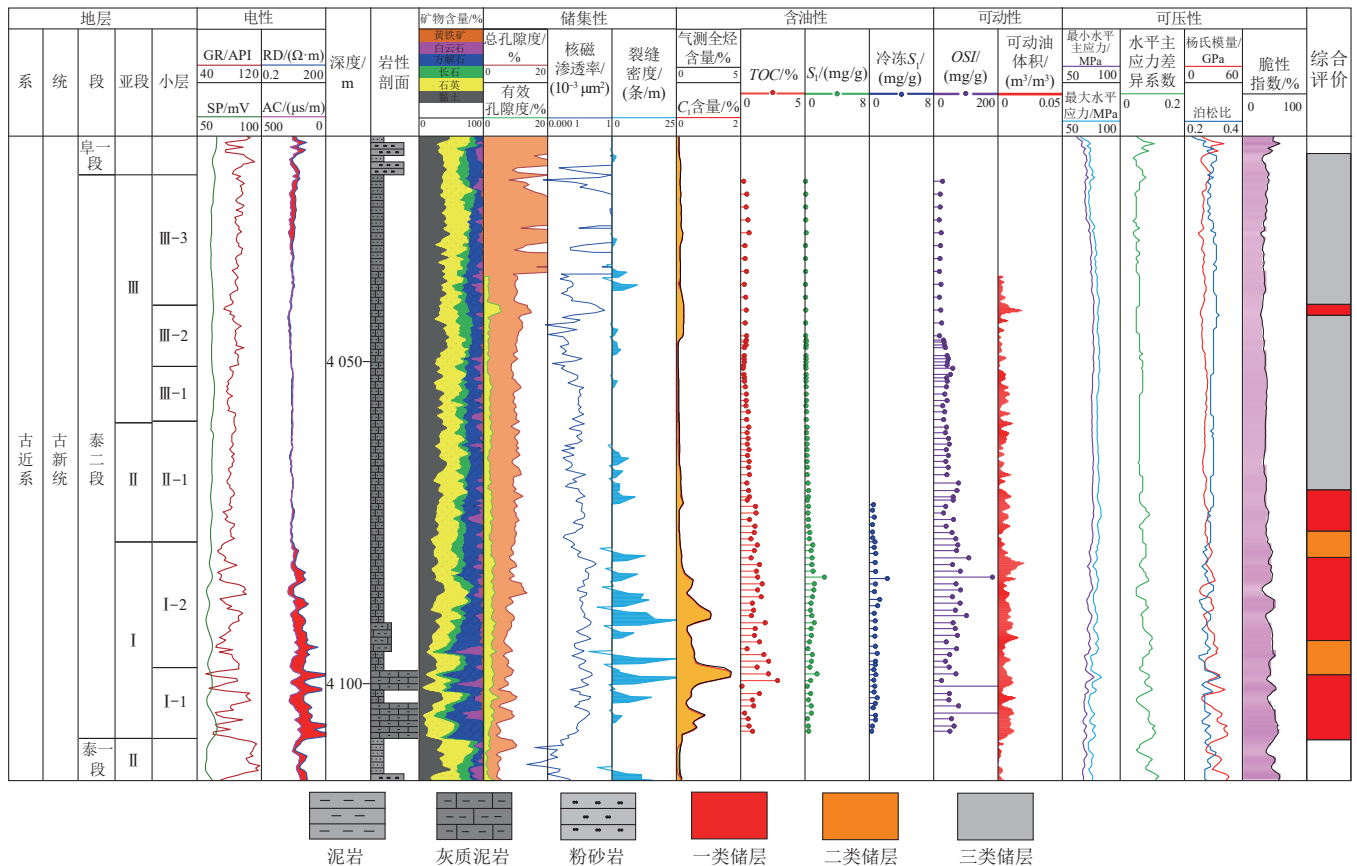


图7 苏北盆地海安凹陷HY2井泰二段综合柱状图

Fig. 7 Composite stratigraphic column of the Tai 2 Member in well HY2, Haian Sag, Subei Basin

TOC. 总有机碳含量; S_1 . 游离烃含量; OSI. 含油饱和度指数

时期湖水中强烈的化学沉淀和生物骨骼碎屑的混合堆积,形成了大量同沉积的泥晶基质,这些泥晶碳酸盐与黏土矿物共同构成了岩石的基础格架(图8a)。与此同时,在后期形成的裂缝和少量粒间孔隙中,可见亮晶方解石胶结物充填(图8b,c),但其分布规模相对有限。

在压实作用方面,泰二段经历了极为强烈的机械压实,其高含量塑性矿物在埋藏过程中更易发生变形与塑性流动,充分挤占了原生孔隙空间(图8d)。尽管化学压实的宏观证据(如缝合线)不发育,但强烈的机械压实与塑性流动的联合作用已足以使原生孔隙度大幅降低。此外,扫描电镜下可见矿物转化反应的痕迹,表现为黏土矿物周边大量微晶石英与白云石的生成(图8e),这些自生矿物的沉淀进一步堵塞了珍贵的孔隙喉道。

上述作用的综合效应,使得泰二段与阜二段呈现截然不同的孔隙结构特征。泰二段以纳米级黏土矿物晶间孔和同沉积碳酸盐微孔为主要孔隙类型,孔隙尺度细微、连通性能相对较差;阜二段则发育微米级粒间孔和纹层缝耦合的孔隙体系(图8f),形成高效的储集-

渗流网络。两类孔隙结构差异是两段地层储层物性分异的关键地质因素,深刻影响着油气储集与渗流能力。

4.3 构造作用与裂缝系统

构造作用作为调控储层裂缝系统发育的主控因素,通过应力场演化和岩石力学响应,对阜二段和泰二段裂缝的形成机制、空间展布和渗流性能产生显著差异性影响。

苏北盆地泰二段沉积时期,区域构造应力场相对稳定,以整体拗陷作用为主^[26]。同期,盆地内部同沉积断裂活动性普遍较弱,主要表现为盆地边界有少量断层发育,而盆地内部缺乏大规模断裂系统的发育^[27]。这一时期广泛发育的稳定深湖-半深湖相沉积^[28],以及其在区域上的稳定分布,均指示了该时期构造背景的相对宁静。这与阜宁组中、后期及其后(如戴南组和三垛组沉积期)受吴堡运动和三垛运动影响而发生的强烈断陷活动形成鲜明对比^[29]。

在裂缝类型与分布特征上,阜二段经历多期次构造活动叠加改造,形成以穿层/顺层剪切缝和层内张裂

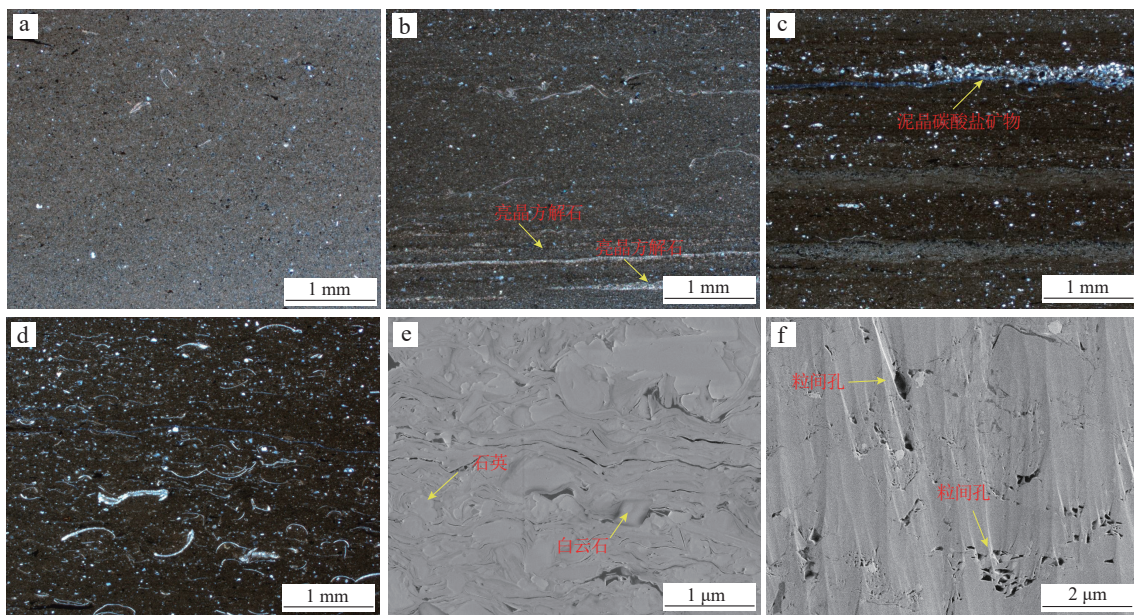


图8 苏北盆地海安凹陷HY2井储集岩显微照片

Fig. 8 Thin-section and scanning electron microscope (SEM) images of well HY2, Haian Sag, Subei Basin

a. 块状灰质泥岩,泥晶碳酸盐矿物,暗色、不透明,见介形虫碎屑, HY2井,泰二段,埋深4 077.31 m,单偏光,普通薄片; b. 层状灰质泥岩,微裂缝充填亮晶方解石,呈针状、纤维状, HY2井,泰二段,埋深4 090.22 m,单偏光,普通薄片; c. 纹层状灰质泥岩,粉砂颗粒间充填泥晶碳酸盐矿物, HY2井,泰二段,埋深4 095.24 m,单偏光,普通薄片; d. 状灰质泥岩,机械压实作用强,生物碎屑与有机质呈长轴定向排列,少见粉砂块, HY2井,泰二段,埋深4 097.04 m,单偏光,普通薄片; e. 纹层状灰质页岩,黏土矿物周边大量微晶石英与白云石, HY2井,泰二段,埋深4 085.68 m,扫描电镜; f. 纹层状含灰页岩,黏土矿物周边大量微晶石英与白云石, HY2井,阜二段,埋深3 472.17 m,扫描电镜

缝为主的构造裂缝体系。该体系与纹层缝相互交织,构建起三维立体孔-缝网络(图9a)。与之相比,泰二段构造应力作用相对较弱,裂缝发育以成岩作用主导的纹层缝为主,构造缝局部发育(图9b)。岩心统计显示,阜二段的构造裂缝平均密度高于泰二段,如海安凹陷HY1井阜二段构造裂缝密度最高可达6.8条/m,而HY2井泰二段构造裂缝密度仅为2.0条/m(图9c)。

在渗流能力层面,阜二段发育的裂缝系统凭借良好的连通性有效沟通基质孔隙,为原油微运移提供高效渗流通道,促进油气的侧向运移与局部富集。泰二段裂缝系统欠发育,原油主要以分散状态滞留于基质纳米级孔隙中,孔喉细小导致渗流阻力显著增大,极大限制了油气的有效运移。

上述构造作用的差异性影响,最终导致阜二段与泰二段在裂缝系统发育程度、空间组合样式和渗流性能等方面呈现显著差异。这种差异不仅是两套层系储层非均质性的重要体现,更对油气的赋存状态、运移路径和富集规律具有决定性作用。

4.4 热演化史与油气分布

热演化史是决定油气生成、运移和富集的核心地质过程,通过调控有机质成熟度与烃类赋存状态,对泰

二段和阜二段油气分布特征产生显著差异性影响。

在有机质丰度与成熟度方面,泰二段 TOC 达1.81%,较阜二段更具物质基础优势;但其热演化程度相对较低, R_o 介于0.7%~0.9%。生烃产物以重质组分为主,激光共聚焦显微镜定量分析结果中轻/重比介于0.52~0.77(图6c)。轻烃和重烃多分布在孔隙半径小于10 μm 的孔隙中,主要赋存于基质孔隙中,未发生明显的微运移(图10a)。

阜二段则呈现高成熟度特征, R_o 大于1.0%。轻烃组分占比显著提升,轻/重比达1.05~2.42(图6f)。轻烃和重烃的分布范围更广,尤其轻烃大量运移并富集于孔隙半径大于10 μm 的孔隙和微裂缝中(图10b)。

在可动烃潜力方面,泰二段游离烃含量较低, S_1 仅为0.85 mg/g,游离油占比10%~30%,吸附态烃类占比比较高;而阜二段凭借发育的裂缝系统,实现了游离油有效富集,油气可动性显著增强。

5 结论

1) 苏北盆地泰二段和阜二段自西向东均呈现长英质碎屑颗粒含量递减、黏土矿物和碳酸盐矿物含量递增的趋势。海安凹陷泰二段表现出高碳酸盐矿物、

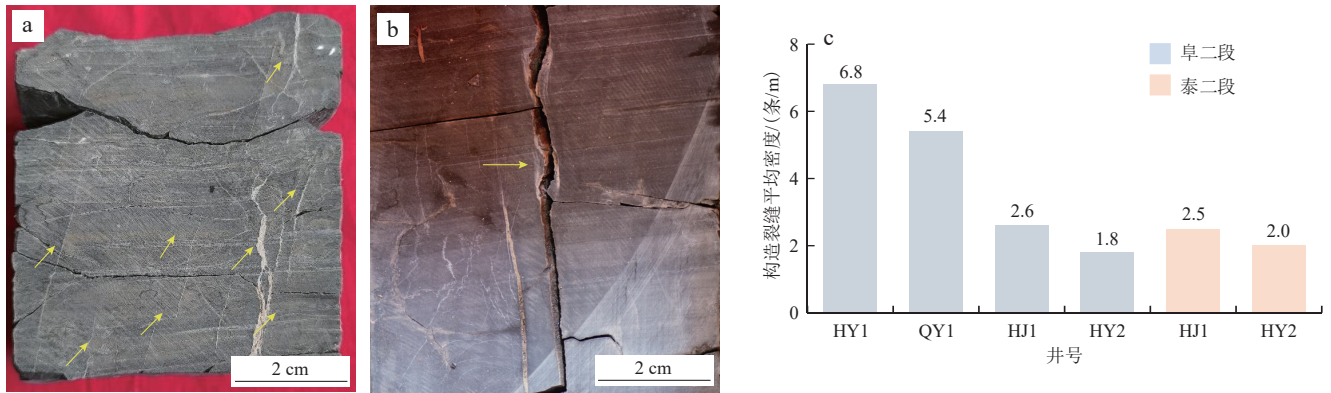


图9 苏北盆地阜二段与泰二段构造裂缝发育情况

Fig. 9 Structural fracture development of the Fu 2 and Tai 2 members, Subei Basin

a. 构造缝发育,填充方解石, HY1井,阜二段,埋深3 477.90 m,岩心照片; b. 构造缝局部可见,无填充, HY2井,泰二段,埋深4 089.90 m,岩心照片;

c. 苏北盆地各井构造裂缝平均密度统计柱状图

(a和b图中黄色箭头指示构造缝;c图中QY1井位于溱潼凹陷,其余5口井位于海安凹陷。)

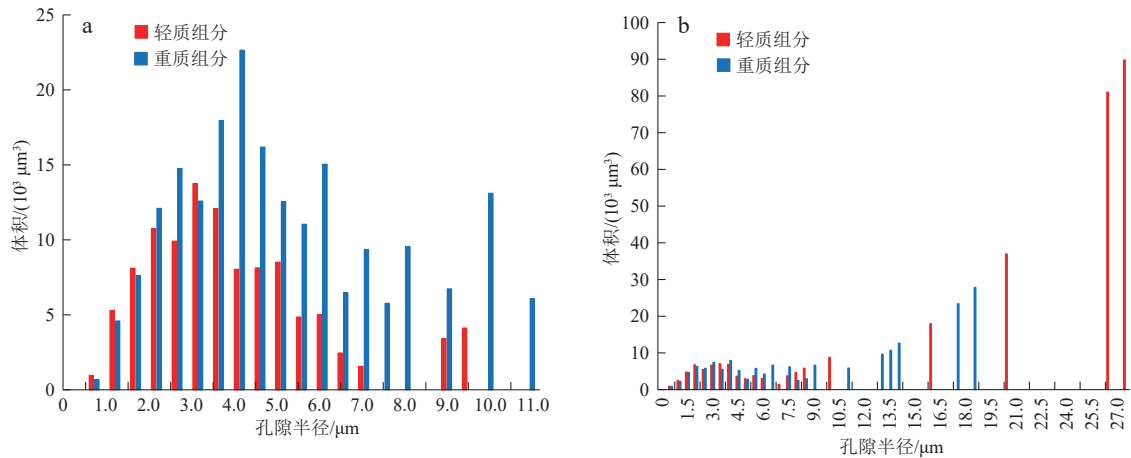


图10 苏北盆地泰二段与阜二段激光共聚焦显微镜下不同孔径孔隙中轻质与重质组分分布柱状图

Fig. 10 Bar charts showing CLSM-derived volume fractions of light and heavy components in pores with varying radii in the Tai 2 and Fu 2 members, Subei Basin

a. 海安凹陷, HY2井, 泰二段, 埋深4 102.15 m; b. 溱潼凹陷, QY1井, 阜二段, 埋深3 857.54 m

高黏土矿物和低长英质矿物含量的组合特征,碳酸盐矿物主要以泥晶分散状、团块状和纹层状3种形式赋存,生物碎屑含量较高。纹层类型以碳酸盐纹层和生物碎屑纹层为主,长英质纹层发育较少,主要纹层组合为“碳酸盐矿物+黏土矿物”和“生物碎屑+黏土矿物”两类。岩相类型以块状灰质泥岩和纹层状含灰/灰质页岩为主,储集空间均以黏土矿物晶间孔为主导,纹层缝和高角度裂缝不发育,局部可见少量溶蚀孔、粒间孔和有机质孔。

2) 苏北盆地泰二段页岩TOC平均值为1.79%, S_1 平均值为0.85 mg/g,游离油占比介于10%~30%,受纳米级黏土矿物晶间孔主导的基质孔隙系统控制,页岩油主要以分散状赋存,轻烃组分相对偏少(轻/重比为0.52~0.77),原油整体偏重质化,可动性基础

薄弱,是制约该层段页岩油赋存和渗流能力的关键因素。

3) 苏北盆地泰二段差异成储机理主控因素包括沉积环境(控制岩相组合)、成岩作用(控制孔隙演化)、构造作用(控制裂缝系统)和热演化史(控制油气分布)等4方面。泰二段高碳酸盐矿物和高黏土矿物含量与弱构造活动背景相耦合,形成了以纳米级孔隙为主的基质储集体系;而阜二段则依托多纹层结构与相对发育的裂缝系统,构建了以微米级孔、缝为主的高效储渗网络。两套地层在储层特征与热演化程度方面的差异,共同导致油气组成、赋存状态和可动性显著分异。针对上述主控因素,建议后续重点开展成储动态过程数值模拟,揭示不同地质条件下油气生成-运移-聚集耦合机制,并研发基于储层地质特性的可动性提升技

术,为苏北盆地泰二段页岩油有效开发提供理论依据与技术支撑。

参 考 文 献

- [1] 马永生,黎茂稳,蔡勋育,等. 中国海相深层油气富集机理与勘探开发:研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 655-672, 683.
MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: Advances, technological bottlenecks and basic scientific problems [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 655-672, 683.
- [2] 金之钧,王冠平,刘光祥,等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 821-835.
JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 821-835.
- [3] 郭旭升,马晓潇,黎茂稳,等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [4] 邹才能,潘松圻,荆振华,等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [5] 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.
- [6] 朱如凯,李梦莹,杨静儒,等. 细粒沉积学研究进展与发展方向[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 251-264.
ZHU Rukai, LI Mengying, YANG Jingru, et al. Advances and trends of fine-grained sedimentology [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 251-264.
- [7] 金之钧,张谦,朱如凯,等. 中国陆相页岩油分类及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 801-819.
JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 801-819.
- [8] 姚红生,云露,咎灵,等. 苏北盆地溱潼凹陷阜二段断块型页岩油定向井开发模式及实践[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(2): 141-151.
YAO Hongsheng, YUN Lu, ZAN Ling, et al. Development mode and practice of fault-block oriented shale oil well in the second member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(2): 141-151.
- [9] 高玉巧,何希鹏,程熊,等. 陆相咸化湖盆“低TOC”烃源岩高生烃效率探讨——以苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段泥页岩为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 678-687.
GAO Yuqiao, HE Xipeng, CHENG Xiong, et al. Discussion on high hydrocarbon generation efficiency of saline lacustrine source rocks with low TOC: A case study of the second member of Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 678-687.
- [10] 余文端,高玉巧,咎灵,等. 溱潼凹陷阜宁组二段泥页岩含油性及其页岩油富集层段分布[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(5): 688-698.
YU Wenduan, GAO Yuqiao, ZAN Ling, et al. Distribution of oil bearing and shale oil-rich strata in the second member of Funing Formation in Qintong Sag [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(5): 688-698.
- [11] 咎灵. 苏北盆地金湖凹陷北港次洼古近系阜宁组二段页岩油富集特征及主控因素[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 618-624.
ZAN Ling. Enrichment characteristics and main controlling factors of shale oil reservoir in the second member of Paleogene Funing Formation, Beigang Subbasin, Jinhu Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(4): 618-624.
- [12] 王欣,韩建强,咎灵,等. 苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段页岩油测井评价研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 364-372.
WANG Xin, HAN Jianqiang, ZAN Ling, et al. Logging evaluation of shale oil in the second member of Funing Formation of Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 364-372.
- [13] 高玉巧,蔡潇,夏威,等. 苏北盆地古近系阜宁组二段页岩油储集空间特征及甜点段评价——以溱潼凹陷QY1井为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(5): 916-926.
GAO Yuqiao, CAI Xiao, XIA Wei, et al. Characteristics of reservoir space and sweet spot evaluation of shale oil in the second member of Paleogene Funing Formation in Subei Basin: A case study of well QY1 in Qintong Sag [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(5): 916-926.
- [14] 蔡潇,夏威,马晓东,等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组页岩油储集空间特征及其影响因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2024, 54(5): 1482-1493.
CAI Xiao, XIA Wei, MA Xiaodong, et al. Storage spaces characteristics and influencing factors of shale oil reservoirs of Paleogene in Funing Formation of Qintong Sag, Subei Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(5): 1482-1493.
- [15] 姚红生,咎灵,高玉巧,等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油富集高产主控因素与勘探重大突破[J]. 石油实验地质, 2021, 43(5): 776-783.
YAO Hongsheng, ZAN Ling, GAO Yuqiao, et al. Main controlling factors for the enrichment of shale oil and significant discovery in second member of Paleogene Funing Formation, Qintong Sag, Subei Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment,

- 2021, 43(5): 776-783.
- [16] 高玉巧, 花彩霞, 蔡潇, 等. 苏北盆地溱潼凹陷阜宁组二段页岩油储层裂缝形成机制及对烃类赋存的影响[J]. 地学前缘, 2024, 31(5): 35-45.
- GAO Yuqiao, HUA Caixia, CAI Xiao, et al. Fracture formation mechanism in shale oil reservoirs, Qintong Depression, North Jiangsu Basin and its influence on hydrocarbon occurrence [J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(5): 35-45.
- [17] 陈安定. 苏北盆地构造特征及箕状断陷形成机理[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(2): 140-150.
- CHEN Anding. Tectonic features of the Subei Basin and the forming mechanism of its dustpan-shaped fault depression[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(2): 140-150.
- [18] 罗怀忠, 梁兴, 张介辉, 等. 苏北盆地泰州低凸起油气勘探前景及选区评价[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 42-46.
- LUO Huaizhong, LIANG Xing, ZHANG Jiehui, et al. Exploration potential and favorable play identification in the Taizhou low salient of the Subei Basin[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 42-46.
- [19] 刘蕾, 宋骥衍. 苏北盆地高邮凹陷阜四段泥页岩储层可压裂性评价[J]. 中国锰业, 2019, 37(3): 45-48.
- LIU Lei, SONG Jiyan. Fractureability evaluation of shale reservoirs in the fourth member of the fourth member of Gaoyou Sag, Subei Basin[J]. China Manganese Industry, 2019, 37(3): 45-48.
- [20] 胡宗全, 王濡岳, 路菁, 等. 陆相页岩及其夹层储集特征对比与差异演化模式[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1393-1404.
- HU Zongquan, WANG Ruyue, LU Jing, et al. Storage characteristic comparison of pores between lacustrine shales and their interbeds and differential evolutionary patterns [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1393-1404.
- [21] 何勇, 何叶. 苏北盆地洋心次凹泰二段细粒沉积新认识[J]. 非常规油气, 2017, 4(4): 1-6.
- HE Yong, HE Ye. New understanding of fine-grained sediments of sub-member of Tai-2 sandstone reservoir in Yangxin subsag, Subei Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(4): 1-6.
- [22] 刘玉瑞. 苏北盆地与南黄海盆地中-新生界成烃对比浅析[J]. 石油实验地质, 2010, 32(6): 541-546, 552.
- LIU Yurui. Comparison analysis of Meso-Cenozoic hydrocarbon generation between the north Jiangsu Basin and the south Yellow Sea Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2010, 32(6): 541-546, 552.
- [23] 王永建, 王延斌, 郑亚斌, 等. 苏北盆地高邮凹陷泰州组烃源岩演化[J]. 石油实验地质, 2007, 29(4): 411-414.
- WANG Yongjian, WANG Yanbin, ZHENG Yabin, et al. Hydrocarbon source rock evolution in Taizhou Formation, the Gaoyou Sag, the north Jiangsu Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2007, 29(4): 411-414.
- [24] 王永建, 王延斌, 高莎莎, 等. 苏北盆地高邮凹陷泰州组瓦6井油源对比[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(2): 335-339.
- WANG Yongjian, WANG Yanbin, GAO Shasha, et al. Oil-source correlation of Wa 6 Well Taizhou Formation in Gaoyou Sag, Subei Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23 (2) : 335-339.
- [25] 王晓明, 陈军斌, 任大忠. 陆相页岩油储层孔隙结构表征和渗流规律研究进展及展望[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(1): 23-30.
- WANG Xiaoming, CHEN Junbin, REN Dazhong. Research progress and prospect of pore structure representation and seepage law of continental shale oil reservoir [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 23-30.
- [26] 任红民, 陈丽琼, 王文军, 等. 苏北盆地晚白垩世泰州期原型盆地恢复[J]. 石油实验地质, 2008, 30(1): 52-57.
- REN Hongmin, CHEN Liqiong, WANG Wenjun, et al. Restoration of prototype basins of Late Cretaceous Taizhou period in the northern Jiangsu Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2008, 30(1): 52-57.
- [27] 唐旭. 苏北盆地高邮凹陷断裂演化及砂箱物理模拟[D]. 大庆: 东北石油大学, 2019.
- TANG Xu. Fault evolution and analogue modelling of Gaoyou Sag in Subei Basin [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2019.
- [28] 刘长利, 朱筱敏, 王兴明, 等. 苏北盆地海安凹陷泰州组层序地层及沉积特征[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2010, 40(3): 519-526.
- LIU Changli, ZHU Xiaomin, WANG Xingming, et al. Sequence stratigraphic framework and sedimentary characteristics of Taizhou Formation in Haian Depression of Subei Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2010, 40(3): 519-526.
- [29] 陈伟, 邱旭明. 金湖凹陷石港断裂发育特征及其控圈作用[J]. 复杂油气藏, 2020, 13(3): 1-5, 17.
- CHEN Wei, QIU Xuming. Development characteristics of Shigang fault and its trap controlling role in Jinhu Depression[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2020, 13(3): 1-5, 17.
- [30] BIAN Ruikang. The formation and evolutionary characteristics of organic matter and pyrites in the continental shales of the 3rd submember of Chang 7 Member, Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. Energy Geoscience, 2024, 5(2): 100250.
- [31] GANGULI S S, VASANTHI A, VERMA S. Recent advances in reservoir characterization: Introduction [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(2): 100265.
- [32] LI Jijun, YOU Hang, ZHANG Xinwen, et al. Influence of shale reservoir properties on shale oil mobility and its mechanism [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(4): 100329.
- [33] 杨旺旺, 王振林, 苏静, 等. 玛湖凹陷风城组页岩油赋存空间特征及可动性影响因素[J]. 新疆石油地质, 2025, 46(2): 192-200.
- YANG Wangwang, WANG Zhenlin, SU Jing, et al. Occurrence space and mobility of shale oil in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2025, 46 (2): 192-200.