

东部陆相混积页岩储层差异对比及页岩油富集模式

杜心宇^{1,2,3}, 钱门辉^{1,2,3}, 沈臻欢^{1,2,3}, 冷筠滢^{1,2,3}, 李楚雄^{1,2,3}, 黎茂稳⁴,
李志明^{1,2,3}, 马晓潇⁴, 曹婷婷^{1,2,3}, 黄振凯⁴, 贾梦瑶^{1,2,3}, 孙中良^{1,2,3}

1. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126
2. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 江苏 无锡 214126
3. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126
4. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206

摘要: 渤海洼陷沙三下亚段与苏北盆地阜二段页岩储层是我国东部典型混积页岩型储层, 虽均具有多源供烃、源-储共存、烃类向优势层微迁移的共性特征, 但在埋藏方式、热演化程度、岩相发育、储集性等方面存在显著差异, 制约了混积页岩型储层页岩油富集模式的深化研究. 本文以上述两套典型陆相混积页岩储层为研究对象, 在系统梳理前人研究方法与认识的基础上, 综合运用多种实验技术方法开展储层差异对比研究, 开展储层差异对比与富集机制解析, 厘清页岩油富集模式. 结果表明, 埋藏方式通过控制矿物组成与沉积构造类型影响储层基础特征, R_o 不仅决定含油性及其赋存特征, 还通过热演化持续改造储集空间类型. 储集空间差异控制烃类微迁移方向, 而周缘纹层的含油性及其烃类占比则影响微迁移的启动与强度. 进一步揭示两研究区优势岩相的页岩油富集模式: 渤海洼陷沙三下亚段以“泥生灰储”和“泥生砂储”为主, 苏北盆地阜二段以“泥生云储”和“泥生砂储”为主. 适宜的成熟度、充足的有机质供给、较高的大孔占比及良好的孔缝系统是页岩油富集的核心控制因素. 满足上述条件的纹层组合内部存在烃类调配效应——轻质游离烃可微迁移至邻近具备富集条件的纹层, 并在纹层内横向迁移至大孔中赋存. 本文构建的页岩油富集模式为混积页岩储层的类比评价提供了可行框架, 深化了源-储耦合控制下页岩油富集高产机理的认识.

关键词: 混积页岩; 储集性; 源-储耦合; 页岩油; 富集模式

中图分类号: P618.12 **收稿日期:** 2025-10-21

Comparative Analysis of Eastern Continental Mixed Sedimentary Shale Reservoirs and Shale Oil Enrichment Patterns

DU Xinyu^{1,2,3}, QIAN Menhui^{1,2,3}, SHEN Zhenhuan^{1,2,3}, LENG Junying^{1,2,3}, LI Chuxiong^{1,2,3}, LI Maowen⁴,
LI Zhiming^{1,2,3}, MA Xiaoxiao⁴, CAO Tingting^{1,2,3}, HUANG Zhenkai⁴, JIA Mengyao^{1,2,3}, SUN Zhongliang^{1,2,3}

1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China
2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China
3. SINOPEC Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China
4. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing, 102206, China

Abstract: the Lower Es3 Sub-member (Bonan Subsag) and Fu2 Member (Subei Basin) represent typical mixed sedimentary shale reservoirs in eastern China. While both share common characteristics such as multi-source hydrocarbon supply, source-reservoir coexistence, and micro-migration of hydrocarbons to dominant layers, they exhibit significant differences in burial mode, thermal evolution degree, lithofacies development, and reservoir properties. These differences have restricted the in-depth study of shale oil enrichment patterns in continental mixed sedimentary shale reservoirs. This study selected the two sets of typical continental mixed shale reservoirs as research objects. Based on a systematic review of previous research methods and findings, a variety of experimental techniques were comprehensively employed to conduct comparative studies on reservoir differences and analyze enrichment mechanisms, thereby clarifying the shale oil enrichment patterns. The results show that: ① Burial mode affects the basic reservoir characteristics by controlling mineral composition and sedimentary structure types; ② Vitrinite reflectance (R_o) not only determines oil-bearing property and occurrence characteristics but also continuously modifies reservoir space types through thermal evolution; ③ Differences in reservoir space control the direction of hydrocarbon micro-migration, while the oil-bearing property and hydrocarbon proportion of

surrounding laminae affect the initiation and intensity of micro-migration. Furthermore, the shale oil enrichment patterns of dominant lithofacies in the two study areas are revealed: the Lower Es3 Sub-member (Bonan Sub-sag) is dominated by "mud-generating and limestone-storing" and "mud-generating and sand-storing" modes, while Fu2 Member (Subei Basin) is characterized by "mud-generating and dolomite-storing" and "mud-generating and sand-storing" modes. Appropriate maturity, sufficient organic matter supply, high macropore proportion, and a well-developed pore-fracture system are the core controlling factors for shale oil enrichment. A hydrocarbon allocation effect exists within lamina assemblages that meet the above conditions—light free hydrocarbons can micro-migrate to adjacent laminae with enrichment potential and then migrate laterally into macropores for accumulation. The shale oil enrichment pattern constructed in this study provides a feasible framework for the analog evaluation of mixed sedimentary shale reservoirs and deepens the understanding of the enrichment and high-yield mechanism of shale oil under source-reservoir coupling control.

Key words: Mixed sedimentary shales; Reservoir properties; Source-reservoir coupling; Shale oil; Enrichment patterns

陆相页岩油作是我国页岩油战略突破的重点领域，其勘探开发对保障国家能源安全至关重要（梁新平等，2025）。中国页岩油资源丰富，主要分布在渤海湾、松辽、鄂尔多斯、四川和苏北等盆地共发育的 16 套页岩层系中，以陆相为主，具有非均质性强，分布范围广，累计厚度大，热演化程度较低，有机质类型多样的特征（朱如凯等，2023；贾承造等，2024）。中国石油化工集团有限公司（简称“中国石化”）已落实济阳、四川和苏北三个页岩油战略增储阵地，资源量达 170×10^8 t，并在多井获得工业油流。然而，与美国页岩革命的成功相比，我国陆相页岩油产量规模仍有显著差距。众多专家学者聚焦陆相页岩的关键科学问题，在岩相组合、沉积环境、储集物性、流动特征、赋存状态、富集机理、甜点评价及参数预测等方面进行了有益探讨（黎茂稳等，2022；朱筱敏等，2024；倪良田等，2024；尹佳等，2025；Ma, et al., 2022；Li, et al., 2025），持续深化了我国陆相页岩储层的机理认识。

与常规油气相比，页岩油气具有源内滞留、短距运移的核心特征，其源-储耦合关系是决定页岩油气富集程度的关键因素（郭旭升等，2023；金之钧等，2023）。基于国内典型陆相页岩油层系的源-储宏观特性与微观配置模式，可将源-储耦合类型划分为源-储分离性、源-储共生型与源-储一体型三类。其中，源-储共生型依据储层组合特征又可称为混积页岩型——“混积”体现为成分混积与结构混积两个维度，具有多源供烃、源-储共存及烃类向优势层微运移的显著特征，渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷-沾化凹陷古近系沙河街组三段-沙河街组四段、黄骅坳陷沧东凹陷古近系孔店组二段及苏北盆地古近系阜宁组二段等页岩层系均属此类（郭旭升等，2024）。烃源岩与储集层在空间分布及成因机制上的紧密耦合，是陆相页岩油富集、高产的主控因素。因此，以源-储耦合特征为基础开展页岩油富集模式分析与多区域综合评价，对揭示页岩油富集机理具有重要先导价值。然而，现有研究多聚焦于“求同存异”的普适性规律总结，是对多区域典型页岩层系前人成果（余文端等，2024；孙雅雄等，2024；林兴悦等，2025）的凝练，但在一定程度上模糊了不同研究区陆相页岩层系在成熟度、岩相发育、含油性及储集性等方面的差异，难以解释“源-储耦合特征一致但富集程度显著不同”的现象（如不同盆地、探区或层系），限制了对富集模式主控因素的深入解析。此外，前人研究在岩相（组合）划分方案、实验设备、测试条件及评价方法等方面缺乏统一规范，导致各区域间的富集机理认识（余文端等，2024；梁新平等，2025；尹嘉等，2025；赵文智等，2025）难以有效对接。

本文以结果为导向开展陆相混积页岩储层富集模式探究，选取中国东部断陷盆地典型陆相混积页岩储层——沾化凹陷渤南洼陷沙三下亚段与苏北盆地阜二段为研究对象，二者均为中国石化在我国东部页岩油增储上产的核心阵地，在烃源岩发育层系、热演化程度、岩相发育（沉积构造样式、含油性及矿物组成）及储集性等方面存在显著差异。本研究通过建立统一岩相划分方案，直观呈现两套储层的岩相组合类型差异，进而厘清不同岩相的储集性特征，构建多指标约束的页岩油富集条件评价体系，明确优势岩相类型。针对优势岩相页岩，依托岩石薄片鉴定查明纹层组合样式，采用聚焦离子束扫描电镜明确纹层间组合关系及纹层内孔隙发育特征，结合扫描电镜背散射截面二次成像、荧光薄片鉴定与激光共聚焦分析，系统揭示烃类赋存位置、纹层/层间烃类赋存位置及烃类差异富集特征，最终构建两研究区典型层系的页岩油富集模式。通过“岩相（组合）划分—储集性特征剖析—优势岩相判定—页岩油赋存特征探究—富集模式构建”的系统评价体系，本研究揭示了源-储耦合特征相近的陆相混积页岩富集机理，建立了成熟度、岩相（组合）及储集性控制下的页岩油典型富集模式，为我国东部重点探区陆相混积页岩储层高效勘探开发提供技术支撑。

1 区域地质概况

渤南洼陷位于渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷中西部(图 1a),面积约 600 km²,是济阳坳陷三级负向构造带,构造格局呈北断南超、东西双断的断陷湖盆特征(图 1b)(张建国,2021)。渤海湾盆地古近纪演化历经断陷初期、发育期、鼎盛期及萎缩期,依次沉积孔店组、沙河街组与东营组;新近纪转为拗陷期,发育馆陶组与明化镇组;第四纪则沉积平原组(王雨菡等,2019)。其中,沙河街组自下而上划分为四段:沙四段、沙三段、沙二段和沙一段(图 1d)。沙三下亚段形成于湖盆鼎盛期咸水湖相沉积环境,湖平面上升与水体加深使渤南洼陷被半深湖-深湖区覆盖(张建国等,2021;林兴悦等,2025),发育一套典型陆相混积页岩储层,泥页岩厚度约 650 m~1200 m,埋藏深度约 3300 m~5100 m, R_o (镜质体反射率)约为 0.7%~1.2%(刘鹏等,2025),属成熟阶段,热演化程度偏低,有机质类型涵盖I型、II₁型、II₂和III型,具“自生自储”特征,压力系数约为 1.5~1.8。岩性以深灰色-灰色泥质灰岩、粉砂质灰岩及深灰色灰质泥岩为主,局部夹深灰色灰岩与灰白色粉-细砂岩(图 1e)。前人将沙三下亚段分为 14 个层组,基于孔隙度与含油饱和度参数评价,将 12 下层组和 13 上层组为页岩油重点产出层位(王雨菡等,2019)。

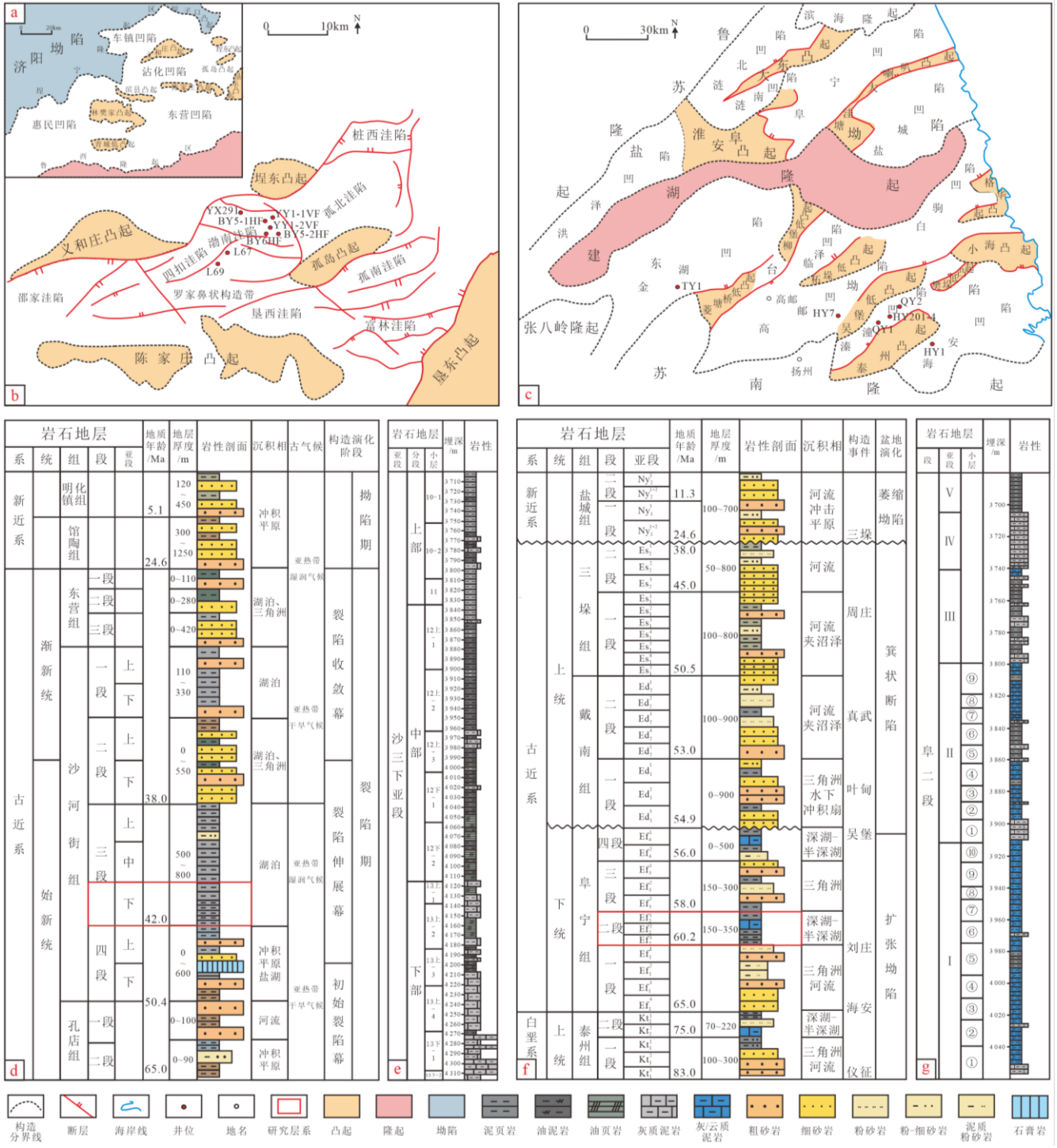


图1 渤南洼陷古近系-新近系、苏北盆地白垩系-新近系区域构造图与综合地层柱状图

Fig.1 Regional Structural Maps and Integrated Stratigraphic Columns of the Paleogene-Neogene (Bonan Subbasin) and Cretaceous-Neogene (Subei Basin)

a. 济阳拗陷区域构造图; b. 渤南洼陷区域构造图, 修改自林兴悦等 (2025); c. 苏北盆地构造图, 修改自高玉巧等 (2024); d. 渤南洼陷古近系-新近系综合地层柱状图, 修改自张建国等 (2021); e. 渤南洼陷沙三下亚段陆相混积页岩储层垂向展布及分层特征图 (以 YX29 井为例), 修改自林兴悦等 (2025); f. 苏北盆地白垩系-新近系综合地层柱状图, 修改自严泽宇等 (2024); g. 苏北盆地阜二段陆相混积页岩储层垂向展布及分层特征图 (以 QY1 井为例), 修改自高玉巧等 (2024)

苏北盆地是在扬子地台古生界褶皱基底上发育起来的中、新生代盆地, 主体位于江苏省中北部, 面积约 $3.28 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地自南向北依次分布着东台拗陷、建湖隆起、盐阜拗陷 3 个一级构造单元 (图 1c), 呈现出“一隆两拗”的构造格局 (余文端等, 2024; 高玉巧等, 2024)。在白垩系泰州组至古近系阜宁组沉积时期, 受太平洋板块俯冲及郯庐断裂带右旋扭动构造的影响, 苏北盆地处于强烈伸展拗陷阶段, 发育了多旋回的河流三角洲-湖泊沉积体系。自下而上依次发育了泰州组二段、阜宁组二段和阜宁组四段 3 套烃源岩层系 (图 1f),

总厚度达 6 000 m.阜二段沉积期为湖相沉积,水体深度自西向东逐渐增加,从浅湖亚相过渡为半深湖-深湖亚相.该段泥页岩厚度为 250~450 m,是一套典型的陆相混积页岩油储层(高玉巧等, 2024),埋藏深度约为 3400 m~4300 m, R_o 约为 0.9%~1.1%(严泽宇等, 2024; 薛冈等, 2025),处于成熟阶段,热演化程度适中,有机质类型涵盖 I 型、II₁ 型、II₂ 型和 III 型,局部层段存在“自生自储”系统,压力系数约为 1.1~1.4.岩性以深灰色-灰黑色泥岩、灰/云质泥岩、泥质灰岩为主,局部发育粉砂质泥岩(图 1g).依据沉积旋回、岩性组合以及电性特征,阜二段被划分为 I~V 亚段共 5 个亚段(孙雅雄等, 2024).

作为断陷盆地陆相页岩储层的典型代表,两套陆相混积页岩在热演化程度、埋藏深度、压力系数以及页岩厚度上存在显著差异.渤海洼陷沙三下亚段陆相混积页岩热演化程度为中低水平,埋藏深度跨度极大,陆相页岩层系极厚,地层压力极高.苏北盆地阜二段陆相混积页岩热演化程度为中高水平,埋藏深度跨度中等,陆相页岩层系较薄,地层压力较高.此外,这两个研究层系的有机质类型普遍较为复杂,这在一定程度上制约了页岩油富集机理的深入研究.因此,开展这两套陆相混积页岩“源-储”特征的对比研究,有助于获取更为详实可靠的页岩油富集模式.

2 样品信息与实验方法

2.1 样品基本信息

渤海洼陷沙三下亚段样品共计 281 件,分属于 10~13 层组,其中陡坡带典型井为 YX291 井(12 上~13 下层组),深洼带典型井为 BY5-1HF 井(12 下~13 下层组)、BY5-2HF 井(13 上~13 下层组)、BY6HF 井(12 下~13 下层组)、YY1-1VF(12 下~13 下层组)和 YY1-2VF(10~13 下层组),缓坡带典型井为 L67(12 下~13 下层组)和 L69 井(12 上~13 下层组).

苏北盆地阜二段样品共计 563 件,分属于阜二段 I~V 亚段(溱潼凹陷和海安由浅至深为 V~I 亚段),其中金湖凹陷典型井为 TY1 井(II~V 亚段),高邮凹陷典型井为 HY7 井(I~V 亚段),溱潼凹陷典型井为 QY1 井(V~II 亚段)、QY2 井(IV~I 亚段)和 HY201-4 井(II~I 亚段),海安凹陷典型井为 HY1 井(III~I 亚段).

2.2 实验测试方法

本文实验测试主要围绕岩相划分、储集性分析和赋存状态评价三项研究目的递进展开.

岩相划分过程中,全岩矿物 X 衍射结果由美国布鲁克公司 D8 A25X 测得,总有机碳结果由美国力可公司 CS230 测得,普通薄片鉴定结果由德国蔡司公司 Imager A2m 偏光显微镜测得.储集性分析过程中,氩离子抛光扫描电镜鉴定结果由美国赛默飞公司 Helios NanoLab 650 聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)测得,盖层微孔隙分析结果由美国麦克公司 ASAP2460 比表面及孔径分析仪和 Autopore IV 9520 压汞仪联合测得.赋存状态评价过程中,扫描电镜背散射截面二次成像法结果由美国赛默飞公司 Helios NanoLab 650 聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)测得,荧光薄片鉴定结果由德国蔡司公司 Imager A2m 荧光显微镜测得,岩石热解和多温阶热解结果由美国 PES 公司 HAWK-STD 页岩评价仪测得.以上实验分析工作均在中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所完成.激光共聚焦测试在中国石化石油勘探开发研究院科学技术实验研究中心完成,结果由德国蔡司公司 LSM 900 激光共聚焦显微镜测得.

3 岩相特征

3.1 岩相划分方案

岩相隶属于沉积相,是指一定沉积环境中形成的具有特定沉积特征的岩石,而岩相组合则是按照特定叠置顺序排列而成的岩相序列,该序列能够反映沉积环境的演化过程,且岩相之间存在一定的成因联系(董春梅等, 2015).前人针对页岩储层,已提出了多种岩相及岩相组合的划分方案,这些方案综合考虑了矿物成分、岩石种类、沉积构造、颜色、有机质含量以及其他混入物等多种因素(姜在兴等, 2013; 王勇等, 2016).东部陆相混积页岩是机械沉积分异、化学沉积分异以及生物习性共同作用的产物,其普遍呈现出非均质性强、岩性复杂、矿物类型多样以及有机质丰度差异大等特征(朱筱敏等, 2024; 高玉巧等, 2024; 孙雅雄等, 2024).为了更有效地开展研究区页岩储集性评价以及页岩油富集机理的研究工作,本文提倡以矿物组成和沉积构造作为岩相划分的主要依据,将有机质丰度作为重要的参考指标(图 2).

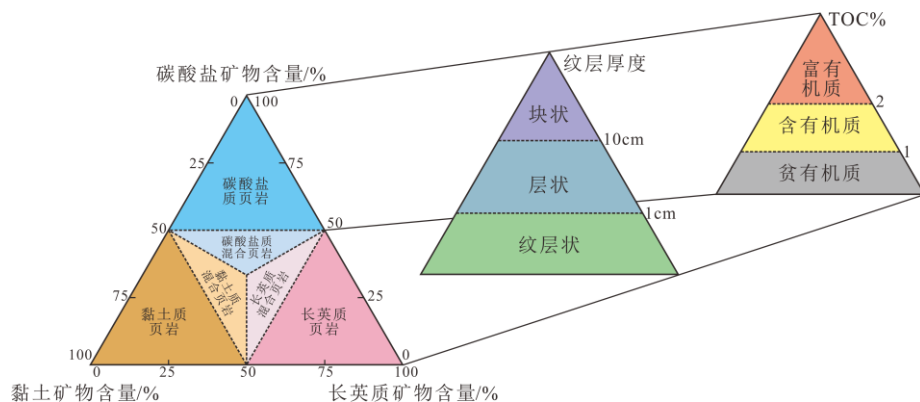


图2 渤南洼陷沙三下亚段和苏北盆地阜二段页岩相命名方案

Fig.2 Lithofacies Nomenclature System of Shales in the Lower Es3 Sub-member (Bonan Subsg) and Fu2 Member (Subei Basin)

3.1.1 矿物组成

页岩矿物组成可有效指示沉积环境及沉积作用强度，是泥页岩岩相划分的核心依据。研究区页岩矿物组成主要包括：碳酸盐矿物（方解石、白云石、菱铁矿等）、黏土矿物（伊利石、绿泥石、伊/蒙混层等）、长英质矿物（石英、钾长石、斜长石等）、硫酸盐矿物（石膏、硬石膏）、磷酸盐矿物（磷灰石、胶磷矿等）、硫化物（黄铁矿）等。其中，碳酸盐矿物含量可指示气候类型及水体盐度，黏土矿物含量反映气候类型、水动力强弱及水体盐度，长英质矿物含量则指示物源供给强度与水动力强弱（马存飞，2017）。本文以碳酸盐矿物、黏土矿物和长英质矿物为三端元，将研究区陆相页岩划分为6类：碳酸盐质页岩、黏土质页岩、长英质页岩、碳酸盐质混合页岩、黏土质混合页岩和长英质混合页岩（图2）。其中，前3类页岩中三端元中某一组分含量大于等于50%，后3类页岩中三端元中各组分含量均低于50%。

整体上，两研究层系均发育碳酸盐质页岩与三类混合页岩，但主导矿物组成存在显著差异。渤南洼陷沙三下亚段以碳酸盐质页岩和碳酸盐质混合页岩为主，局部发育黏土质/长英质混合页岩（图3a）。苏北盆地阜二段以黏土质混合页岩和长英质混合页岩为主，局部发育碳酸盐质页岩和碳酸盐质混合页岩（图3b）。

此外，碳酸盐矿物组成具明显区域特征：渤南洼陷沙三下亚段以泥晶-微晶方解石为主，苏北盆地阜二段则以白云石与泥晶方解石为主。

3.1.2 沉积构造

页岩沉积构造对沉积期水动力强度及矿物堆积模式具有显著的环境指示意义（董春梅等，2015）。两研究层系的沉积构造特征存在明显区域差异，渤南洼陷沙三下亚段主要发育水平层理、交错层理、递变层理、块状构造及变形构造，苏北盆地阜二段以发育水平层理与块状构造为主。基于纹层作为层理基本单元的特征（朱筱敏等，2024），本文通过宏观岩心观察与薄片鉴定结合的方法，提出以纹层厚度划分沉积构造：厚度小于1cm称为纹层状，1~10cm称为层状，大于10cm称为块状。当层理由不同厚度纹层组合构成时，采用最薄与最厚纹层叠合命名（如“纹层状-层状”）。

两研究层系陆相混积页岩发育的沉积构造存在较大区别：渤南洼陷沙三下亚段陆相混积页岩的沉积构造以纹层状为主，块状及层状次之，层状-块状及纹层状-层状发育较少（图3c）；苏北盆地阜二段陆相混积页岩的沉积构造以块状为主，纹层状-层状及纹层状次之，层状及层状-块状发育较少（图3d）。

3.1.3 有机质丰度

页岩的有机质丰度可有效反映气候类型、水动力强弱及水体盐度（马存飞，2017），对资源潜力评价与烃类富集程度表征具有关键参考价值（朱筱敏等，2024）。渤南洼陷8口典型井沙三下亚段页岩的TOC含量介于0.30%~9.92%（平均值为2.51%），苏北盆地7口典型井阜二段页岩的TOC含量介于0.14%~8.31%（平均值为1.38%）。本文依据TOC含量的分布范围，将页岩划分为贫有机质（TOC < 1%）、含有机质（1 ≤ TOC ≤ 2%）和富有机质（TOC > 2%）共3个级别。

两研究层系的有机质丰度存在明显区域差异：渤南洼陷沙三下亚段陆相混积页岩的有机质丰度以富有机质为主，呈“变化极大，均值较高”的特征（图3e）；苏北盆地阜二段陆相混积页岩的有机质丰度以含有机质为主，呈“变化较小，均值中等”的特征（图3f）。

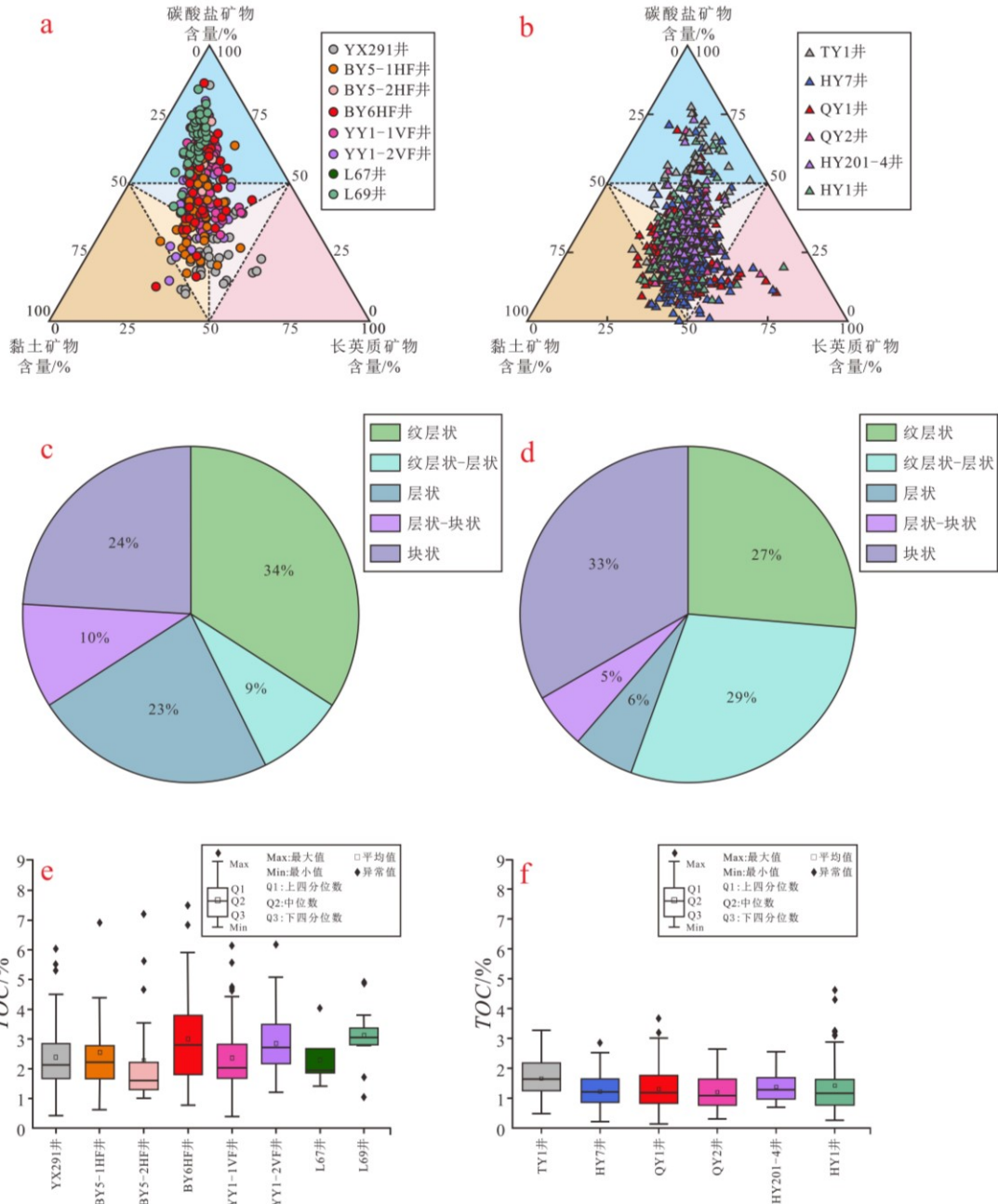


图3 渤南洼陷沙三下亚段和苏北盆地阜二段岩相划分要素差异对比

Fig.3 Comparison of Lithofacies Classification Elements Between the Lower Es3 Sub-member (Bonan Subsag) and Fu2 Member (Subei Basin)

a.渤南洼陷沙三下亚段陆相混积页岩矿物组成特征图; b.苏北盆地阜二段陆相混积页岩矿物组成特征图; c.渤南洼陷沙三下亚段陆相混积页岩沉积构造特征图; d.苏北盆地阜二段陆相混积页岩沉积构造特征图; e.渤南洼陷沙三下亚段陆相混积页岩有机质丰度特征图; f.苏北盆地阜二段陆相混积页岩有机质丰度特征图

3.2 岩相组合类型

本文提出的“矿物组成—沉积构造—有机质丰度”岩相划分方案，可有效表征两研究层系陆相混积页岩的差异特征，为区域对比研究提供了基础支撑。基于该方案，渤南洼陷沙三下亚段共识别出 42 种岩相，苏北盆地阜二段共识别出 53 种岩相。在岩相划分基础上，进一步将具有成因联系、垂向叠置规律且反映沉积环境演化的岩相集合定义为岩相组合。

渤南洼陷沙三下亚段共划分出 6 类主要岩相（含岩相组合，后简称岩相），包括：富有机质纹层状碳酸盐质页岩（L1）、富有机质块状碳酸盐质页岩（L2）、富有机质纹层状碳酸盐质混合页岩（L3）、富有机质纹层状-层状碳酸盐质混合页岩（L4）、富有机质纹层状-层状长英质混合页岩（L5）和含有机质层状-块状黏土质混合页岩（L6），不同岩相的矿物组分、沉积构造及有机质丰度特征详见图 4。其中，L1、L3、L4 为 12 下与 13 上层组的主要岩相，三者发育频率高，均为富有机质类型，沉积构造以纹层状或纹层状-层状为主。

苏北盆地阜二段共划分出 6 类主要岩相（含岩相组合，后简称岩相），包括：含有有机质纹层状-层状碳酸盐质页岩（L7）、含有有机质层状-块状碳酸盐质混合页岩（L8）、贫有机质层状-块状长英质页岩（L9）、贫有机质纹层状-层状长英质混合页岩（L10）、含有有机质纹层状-层状黏土质页岩（L11）和含有有机质层状-块状黏土质混合页岩（L6），不同岩相的矿物组分、沉积构造及有机质丰度特征详见图 5.其中，L8、L10、L6 为发育频率较高的主要岩相，三者均为混合页岩类型，有机质丰度介于“含有有机质-贫有机质”区间，沉积构造以纹层状-层状或层状-块状为主。

代号	岩相类型	岩心照片	薄片照片	矿物组分	沉积构造	有机质丰度
				碳酸盐质 长英质 黏土质		
L1	富有机质 纹层状 碳酸盐质页岩 (样品数=19)				纹层状构造， 泥/亮晶方解石纹层 与黏土质纹层互层， 黏土质纹层内含 长英质碎屑， 有机质絮状、团块状分布	富有机质 2.01%~7.20% 平均3.94%
L2	富有机质 块状 碳酸盐质页岩 (样品数=15)				块状构造， 碳酸盐质颗粒与 黏土质混杂分布， 长英质颗粒在 黏土质中杂乱排列， 有机质絮状、团块状分布	富有机质 2.01%~9.92% 平均3.39%
L3	富有机质 纹层状 碳酸盐质混合页岩 (样品数=37)				纹层状构造， 碳酸盐质呈纹层 及透镜状分布， 黏土质混杂分布， 长英质颗粒在黏土质 纹层中杂乱排列， 有机质絮状、条带状分布	富有机质 2.05%~7.49% 平均3.03%
L4	富有机质 纹层状-层状 碳酸盐质混合页岩 (样品数=22)				纹层状-层状构造， 碳酸盐质纹层/层 与黏土质纹层/层互层， 长英质颗粒在 黏土质中杂乱排列， 方解石透镜体在 黏土质纹层内顺层分布， 有机质絮状、团块状分布	富有机质 2.03%~5.06% 平均3.11%
L5	富有机质 纹层状-层状 长英质混合页岩 (样品数=9)				纹层状-层状构造， 长英质纹层/层 与黏土质纹层/层互层， 长英质颗粒在 黏土质中杂乱排列， 碳酸盐质颗粒在 黏土质层内顺层分布， 有机质絮状、团块状分布	富有机质 2.06%~3.35% 平均2.40%
L6	含有机质 层状-块状 黏土质混合页岩 (样品数=10)				层状-块状构造， 长英质颗粒、 碳酸盐质颗粒在 黏土质中杂乱排列， 有机质絮状、团块状、 条带状分布	含有机质 1.27%~1.86% 平均1.46%

图 4 渤南洼陷沙三下亚段页岩主要岩相特征
Fig.4 Key Lithofacies Characteristics of Shales in the Lower Es3 Sub-member, Bonan Subgag

代号	岩相类型	岩心照片	薄片照片	矿物组分	沉积构造	有机质丰度
				碳酸盐质 长英质 黏土质		
L7	含有机质 纹层状-层状 碳酸盐质页岩 (样品数=27)				纹层状-层状构造, 泥/亮晶方解石纹层 与黏土质纹层/层互层, 黏土质纹层/层内含 长英质碎屑, 有机质絮状、团块状分布	含有机质 1.06%~1.99% 平均1.44%
L8	含有机质 层状-块状 碳酸盐质混合页岩 (样品数=42)				层状-块状构造, 碳酸盐质颗粒、 长英质颗粒在 黏土质中杂乱排列, 有机质絮状、团块状分布	含有机质 1.05%~1.91% 平均1.38%
L9	贫有机质 层状-块状 长英质页岩 (样品数=21)				层状-块状构造, 黏土质层与 长英质层互层, 长英质颗粒、 碳酸盐质颗粒在 黏土质中杂乱排列, 有机质絮状、团块状分布	贫有机质 0.22%~0.95% 平均0.62%
L10	贫有机质 纹层状-层状 长英质混合页岩 (样品数=36)				纹层状-层状构造, 长英质纹层/层 与黏土质纹层/层互层, 长英质颗粒在 黏土质中杂乱排列, 碳酸盐质颗粒在 黏土质层内顺层分布, 有机质絮状分布	贫有机质 0.36%~1.00% 平均0.75%
L11	含有机质 纹层状-层状 黏土质页岩 (样品数=22)				纹层状-层状构造, 碳酸盐质纹层 与黏土质纹层/层互层, 长英质颗粒在 黏土质中杂乱排列, 方解石透镜体在 黏土质层内顺层分布, 有机质絮状、团块状分布	含有机质 1.03%~1.99% 平均1.57%
L6	含有机质 层状-块状 黏土质混合页岩 (样品数=102)				层状-块状构造, 长英质颗粒、 碳酸盐质颗粒在 黏土质中杂乱排列, 有机质絮状、团块状分布	含有机质 1.02%~1.98% 平均1.42%

图5 苏北盆地阜二段页岩主要岩相特征

Fig.5 Key Lithofacies Characteristics of Shales in the Fu2 Member, Subei Basin

4 页岩储集性特征

页岩储集性研究对页岩油富集机理的解析具有重要意义，前期研究主要聚焦于孔缝形貌与孔隙结构两个核心方向：孔缝形貌指孔隙与裂缝的几何形态及规模特征，孔隙结构则表征孔隙、喉道的几何构型、尺寸分布及其空间连通关系（梁晓伟等，2020）。

4.1 成岩作用类型

页岩储集性受控于成岩作用，是无机矿物自然演化与有机质热演化生烃共同作用的结果，这一过程对储集空间类型及物性特征具有决定性影响。渤海洼陷沙三下亚段与苏北盆地阜二段陆相混积页岩发育岩相差异，正是建设性、破坏性及建设性-破坏性成岩作用协同作用的结果，最终形成各岩相间迥异的储集物性。

建设性成岩作用主要包括白云石化、溶蚀及有机质热演化作用，三者共同构成陆相混积页岩次生孔隙发育的基础。白云石化作用是在成岩过程中，含镁流体交代方解石等碳酸盐矿物形成白云石的地质过程。该过程受沉积环境（干热气候半深湖）与有机质-无机协同作用双重控制。矿物转化导致体积显著缩小（方解石 36.93 cm³/mol 转化为白云石 32.05 cm³/mol 时体积缩减 12%~14.81%），释放晶间孔隙，同时白云石作为抗溶骨架支撑孔隙结构，其高硬度与大脆性特征利于形成复杂裂缝网络。溶蚀作用是成熟阶段有机酸溶解碳酸盐、长石等不稳定矿物，形成粒间/粒内溶孔。溶蚀强度取决于有机质生烃强度、碳酸盐含量及储集空间连通性。有机质热演化作用是有机质在温压条件下发生化学转化生成油气，伴随体积收缩与密度增大，形成有机质孔缝。该过程还调控着重结晶、溶蚀、白云石化及黏土矿物转化等成岩进程。

破坏性成岩作用主要包括压实作用和胶结作用，抑制了陆相混积页岩储集空间的发育。压实作用通常贯穿整个埋藏史，上覆压力迫使矿物定向排列、孔径减小，诱发脆性矿物破碎与塑性矿物变形，压溶作用可形成收

缩缝.胶结作用是黏土矿物、碳酸盐、黄铁矿及方沸石等胶结物充填孔隙与裂缝的过程,显著降低孔隙度与渗透率.

建设性-破坏性成岩作用主要包括重结晶作用和黏土矿物转化作用,二者对陆相混积页岩的储集性均具有两方面的影响.重结晶作用主要发生于自生石英、方解石中,会增大矿物粒径而减少原生孔隙,但可形成粒间微孔提升储集空间多样性,同时增强页岩脆性.黏土矿物转化作用即蒙脱石脱水向伊利石、绿泥石转化的过程,在富钾的水介质环境中,蒙脱石受温度控制而脱水,在 K^+ 、 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 的影响下分别转化为伊利石及绿泥石,随着温度或埋深的增加,伊/蒙混层含量逐渐减少,而伊利石含量则增加.黏土矿物转化作用的破坏性主要体现在伊利石纤维状生长分割孔隙,蒙皂石脱水收缩后被胶结物充填,导致孔隙度降低;比表面积增大,增强烃类吸附;建设性则体现在脱水收缩产生张性微裂缝连通孤立孔隙;伊利石置换蒙皂石使杨氏模量提升 20%~40%;绿泥石稳定性可缓解酸敏性储层伤害.

两套层系成岩作用存在显著差异(表 1),直接导致不同岩相储集空间类型与物性特征的分异.

表 1 渤南洼陷沙三下亚段和苏北盆地阜二段混积页岩储层成岩作用对比表

Table 1 Comparative Analysis of Diagenetic Processes in Continental Mixed Sedimentary Shale Reservoirs: Bonan Subsag(the Lower Es3 Sub-member) vs. Subei Basin(Fu2 Member)

成岩作用	研究层系	
	渤南洼陷沙三下亚段	苏北盆地阜二段
有机质热演化作用	R_o 约为 0.7%~1.2%, 生油主峰, 有机酸中强-强	R_o 约为 0.9%~1.1%, 生烃活跃期, 有机酸强
重结晶作用	方解石微亮晶化, 孔隙度降低, 抗压强度提升	自生石英、方解石重结晶, 孔隙度降低
白云石化作用	无 Mg^{2+} 来源, 鲜少发生	局部白云石化, 脆性增加, 垂向渗透率降低
溶蚀作用	中强(有机酸与断裂深部流体), 次生孔占比提升	强(有机酸主导), 次生孔占比大幅提升
压实作用	强(快速埋藏), 孔隙度大幅降低	中等(缓埋藏), 孔隙度小幅降低
胶结作用	长英质与方解石混合胶结, 局部堵塞孔隙, 孔隙度小幅降低	碳酸盐胶结主导, 非均质性强
黏土矿物转化作用	转化期, 塑性较强	转化后期, 微裂缝发育, 渗透率增强

4.2 储集空间类型

页岩储集空间呈现孔缝并存的特征, 主要类型涵盖无机孔缝与有机孔(张欢等, 2024), 本文基于成岩作用对比研究, 采用氩离子抛光电镜分析对研究区主要岩相的典型样品进行图像学分析, 旨在明确各主要岩相的储集空间类型, 并对比渤南洼陷沙三下亚段与苏北盆地阜二段主要岩相的储集空间差异.

4.2.1 渤南洼陷沙三下亚段页岩

渤南洼陷沙三下亚段 6 类主要岩相的储集空间类型包括: 晶间孔、粒间孔、溶蚀孔、有机质孔和微裂缝(图 6).其中晶间孔涵盖方解石/白云石晶间孔、黏土矿物片间孔与黄铁矿晶间孔, 方解石/白云石晶间孔发育于碳酸盐质纹层/层中, 黏土矿物片间孔主要存在于混合页岩(L3~L6)的黏土质纹层/层内或与有机质构成黏土有机质复合体, 黄铁矿晶间孔则分布于黄铁矿晶体间隙.粒间孔主要发育在混合页岩(L3~L6)中, 既存在于石英、长石等碎屑颗粒之间, 也见于长英质矿物与方解石、白云石、黄铁矿、黏土矿物等晶体的界面处.溶蚀孔可发育在方解石、长石、白云石的粒内或粒间, (林兴悦等, 2025), 且有机质丰度越高, 溶蚀孔发育程度越显著.有机质孔集中于混合页岩(L3~L6), 整体发育程度有限, 按成因与位置可分为有机质边缘孔/缝和有机质内部孔, 前者为有机质与无机矿物界面受应力或自身收缩破裂形成, 是烃类储存与初次运移的重要通道, 后者则是黏土矿物、碳酸盐矿物、石英和黄铁矿等无机矿物催化干酪根热解生烃的残余孔隙(何文渊等, 2023).微裂缝类型多样, 层理缝主要发育于不同岩相的纹层/层间, 呈平直连续延伸, 开度多为几微米且部分充填.构造缝为局部构造活动产生的高角度剪切缝(倾角 $>70^\circ$), 长度主要为 10 cm~20cm 且局部充填, 是页岩中主要的储集空间和渗流通道.生排烃缝多发育在热演化程度较高的富有机质岩相中(L1~L5), 通常切穿有机质条带或呈树杈状且内部充填沥青.晶间缝为泥晶方解石垂向生长的晶间孔隙且缝内多见自生石英, 粒缘缝是黏土质纹层中长英质或碳酸盐质较大颗粒边缘处由黏土矿物转化收缩形成的顺层微缝, 黏土矿物收缩缝则为黏土矿物转化脱水而形成且缝内多见有机质条带.

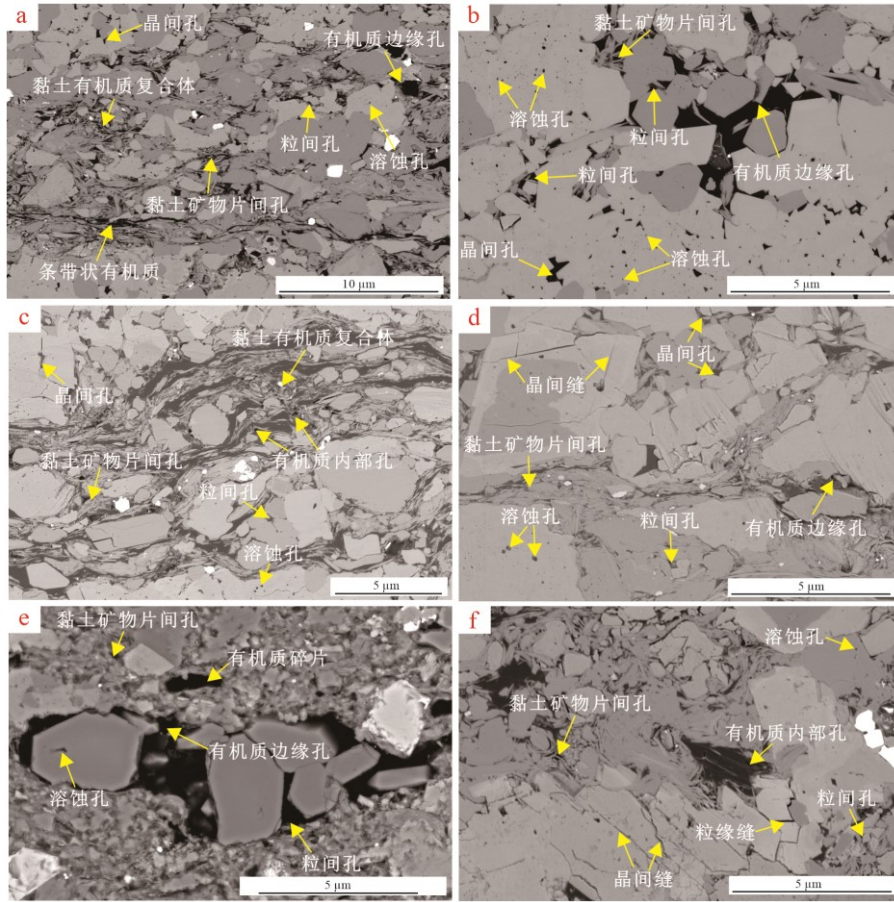


图 6 渤南洼陷沙三下亚段页岩主要储集空间类型

Fig.6 Dominant Pore Types of Shales in the Lower Es3 Sub-member, Bonan Sub-sag

a.晶间孔、粒间孔、溶蚀孔、黏土矿物片间孔，见黏土有机质复合体和有机质条带，局部发育有机质边缘孔，富有机质纹层状碳酸盐质页岩，YY1-1VF井，埋深 4718.70m，渤南洼陷沙三下亚段；b.晶间孔、粒间孔、溶蚀孔、黏土矿物片间孔，局部发育有机质边缘孔，富有机质块状碳酸盐质页岩，YY1-1VF井，埋深 4799.84m，渤南洼陷沙三下亚段；c.晶间孔、粒间孔、溶蚀孔、黏土矿物片间孔，见黏土有机质复合体和有机质条带，局部发育有机质内部孔，富有机质纹层状碳酸盐质混合页岩，BY5-1HF井，埋深 3753.50m，渤南洼陷沙三下亚段；d.晶间孔、晶间缝、粒间孔、溶蚀孔、黏土矿物片间孔，见黏土有机质复合体和有机质条带，局部发育有机质边缘孔，富有机质纹层状-层状碳酸盐质混合页岩，YY1-1VF井，埋深 4699.10m，渤南洼陷沙三下亚段；e.粒间孔、溶蚀孔、黏土矿物收缩缝，见有机质碎片，局部发育有机质边缘孔，富有机质纹层状-层状长英质混合页岩，BY5-1HF井，埋深 3825.30m，渤南洼陷沙三下亚段；f.晶间缝、粒缘缝、溶蚀孔、黏土矿物片间孔，见有机质碎片，局部发育有机质内部孔，含有机质层状-块状黏土质混合页岩，BY5-1HF井，埋深 3753.50m，渤南洼陷沙三下亚段

4.2.2 苏北盆地阜二段页岩

苏北盆地阜二段页岩的 6 类主要岩相的储集空间类型构成（图 7）与渤南洼陷沙三下亚段相似，但在孔隙-裂缝的发育程度及组合样式上存在差异，具体表现为：①受矿物组分、沉积环境及演化程度制约，晶间孔与溶蚀孔集中发育于含有机质纹层状-层状碳酸盐质页岩（L7）及含有机质层状-块状碳酸盐质混合页岩（L8）中，且以粒内溶孔为主，对储集性的贡献有限；相比之下，黏土质（混合）页岩与长英质（混合）页岩则以黏土矿物片间孔和粒间孔为主要储集空间。②黏土有机质复合体、有机质碎片及条带状有机质高度发育，有机质内部孔广泛分布，指示该层系经历过频繁的生排烃过程。③相较于渤南洼陷沙三下亚段，苏北盆地阜二段页岩整体孔隙发育程度较低，但层理缝与构造缝更为发育，其裂缝系统有效改善了储集性。

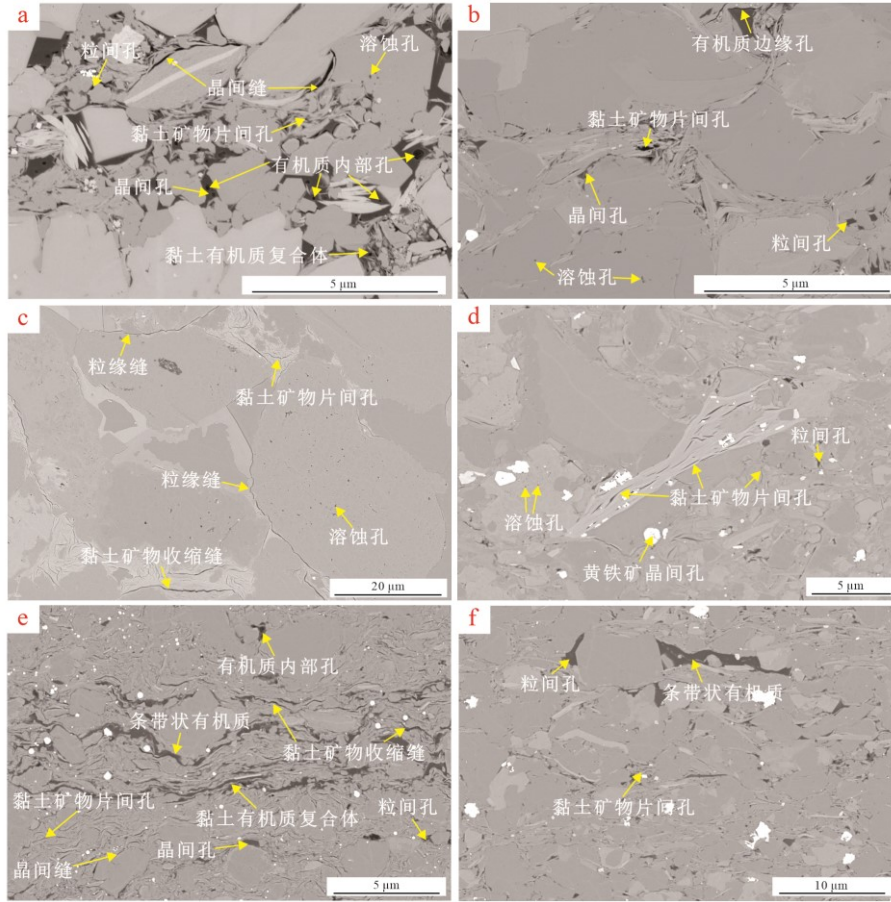


图7 苏北盆地阜二段页岩主要储集空间类型

Fig.7 Dominant Pore Types of Shales in the Fu2 Member, Subei Basin

a.黏土矿物片间孔、晶间孔、粒间孔、溶蚀孔，见黏土有机质复合体和有机质条带，局部发育有机质边缘孔，含有机质纹层状-层状碳酸盐质页岩，QY2井，埋深3671.50m，苏北盆地溱潼凹陷阜二段III亚段；b.晶间孔、粒间孔、溶蚀孔、黏土矿物片间孔，局部发育有机质边缘孔，含有机质层状-块状碳酸盐质混合页岩，HY7井，埋深4252.54m，苏北盆地高邮凹陷阜二段I亚段；c.晶间孔、黏土矿物片间孔、粒间孔、溶蚀孔，多见黏土有机质复合体，局部发育有机质内部孔，贫有机质层状-块状长英质页岩，HY1井，埋深3555.75m，苏北盆地海安凹陷阜二段I亚段；d.晶间孔、晶间缝、黏土矿物片间孔、粒间孔、溶蚀孔，局部发育有机质内部孔，贫有机质纹层状-层状长英质混合页岩，HY201-4井，埋深3904.44m，苏北盆地溱潼凹陷阜二段I亚段；e.粒间孔、溶蚀孔、晶间缝、黏土矿物收缩缝，多见有机质碎片，局部发育有机质边缘孔，含有机质纹层状-层状黏土质页岩，HY1井，埋深3370.58m，苏北盆地海安凹陷阜二段III亚段；f.晶间缝、粒缘缝、黏土矿物片间孔、粒间孔、溶蚀孔，多见有机质碎片，局部发育有机质内部孔，含有机质层状-块状黏土质混合页岩，HY201-4井，埋深3910.57m，苏北盆地溱潼凹陷阜二段I亚段

4.3 储集特征及差异对比

通过扫描电镜分析，本研究初步揭示了不同岩相、研究区、构造部位及层组/亚段样品的储集性差异特征。基于总孔隙度、比表面积与孔径分布三项参数对页岩储集性进行定量表征，并结合岩相分析探讨储集特征差异性的控制因素，最终厘清优势岩相类型，为页岩油勘探开发提供理论依据。

4.3.1 总孔隙度

页岩总孔隙度表征储集空间（包括孔隙和裂缝）占岩石总体积的比例（匡立春等，2021），是评价储集性的核心指标。受限于样品质量不足及测试方法差异，研究区实测孔隙度数据可比性有限。故采用测井解释方法获取总孔隙度以评估页岩储集物性（图8a, b），结果显示：①11类岩相组合的总孔隙度平均值介于4.50%~6.50%之间，虽同区域不同岩相均值存在差异，但整体分异性不显著。②当有机质丰度与矿物组分相当时，纹层状页岩的孔隙度变异性显著高于纹层状-层状、层状或块状页岩，揭示沉积环境及成因机制是影响储集性的重要因素之一。③在有机质丰度与沉积构造一致的情况下，混合页岩（如碳酸盐质混合页岩）较单端元页岩（如碳酸盐质页岩）具有更优的储集性，表明矿物组分的多样性与协同效应对孔隙发育具有积极贡献。

4.3.2 累计孔隙容与比表面积

页岩孔隙类型复杂且孔隙尺度多样，难以通过单一实验手段实现全尺度孔径的精准表征（杜心宇等，2025）。本文采用盖层微孔隙结构分析技术，重点研究孔隙结构特征参数——累计孔隙容（又称总孔体积，直接反映页岩储集能力）与比表面积（主要反映干酪根网络与矿物颗粒的吸附能力，是决定页岩油赋存特征的关键指标）（图8c, d, e, f）。

研究表明, 渤南洼陷沙三下亚段页岩中, 富有机质纹层状碳酸盐质混合页岩 (L3) 与含有机质层状-块状黏土质混合页岩 (L6) 表现出更优的储集性; 苏北盆地阜二段页岩中, 含有机质层状-块状黏土质混合页岩 (L6) 与含有机质纹层状-层状黏土质页岩 (L11) 储集性更突出. 将不同岩相页岩的孔隙类型与比表面积特征结合分析可知, 上述优势岩相均发育大量黏土矿物片间孔, 且有机质丰度较高, 镜下可见密集条带状有机质及发育的有机质内部孔, 印证了黏土矿物与有机质协同改善页岩储集性的作用机制. 进一步分析累计孔隙容与比表面积数据发现: 层理发育频率与储集性呈正相关; 在其他条件相近时, 储集性随沉积构造类型呈现纹层状、纹层状-层状、层状、层状-块状、块状的递减规律. 该结论与孔隙度测试结果一致, 进一步证实矿物空间组合模式是控制页岩储集性的核心因素.

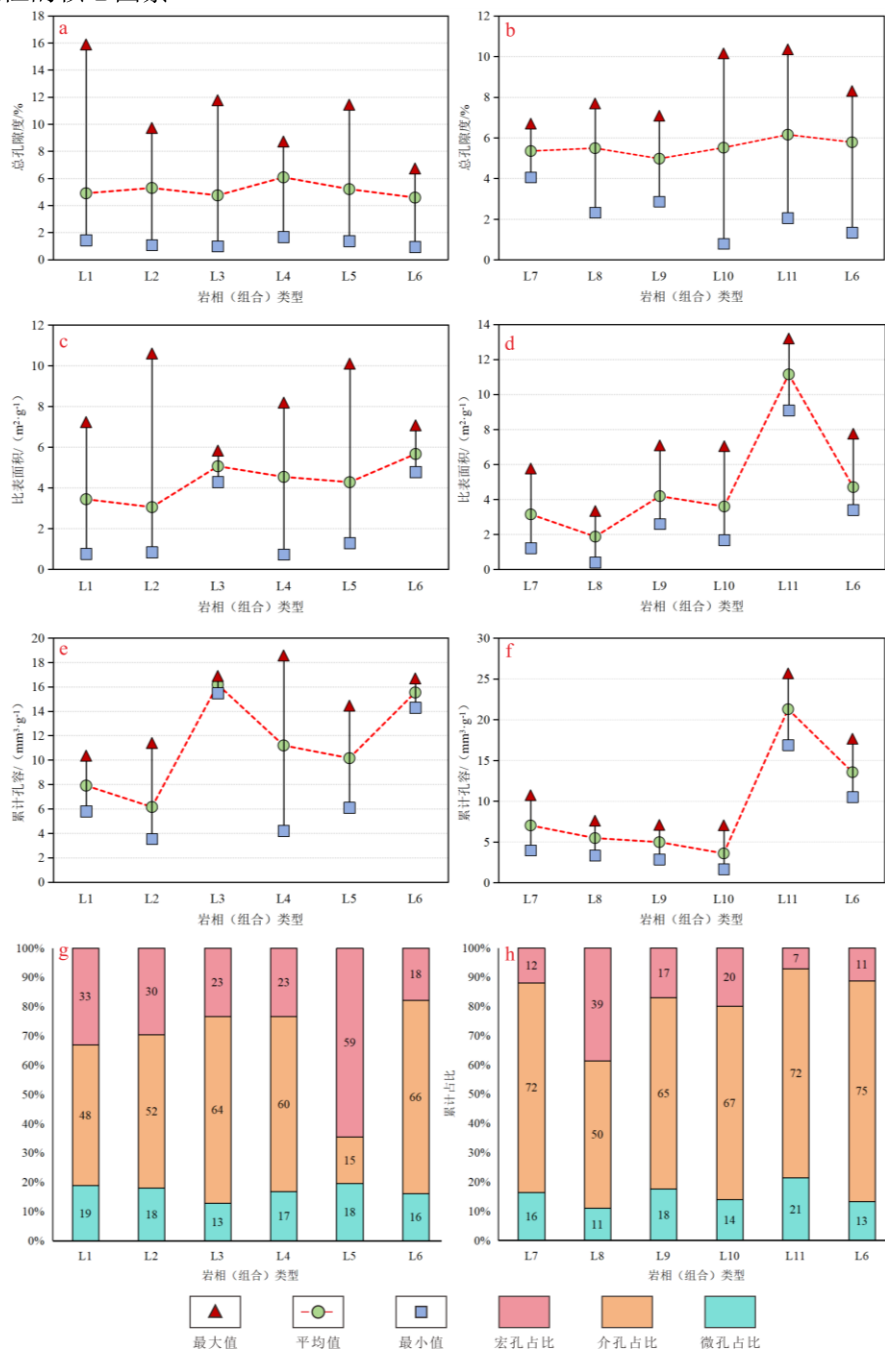


图 8 渤南洼陷沙三下亚段和苏北盆地阜二段不同岩相页岩储集性差异特征

Fig.8 Reservoir Heterogeneity of Shales Across Differing Lithofacies: A Comparative Analysis in the Lower Es3 Sub-member (Bonan Subsaq) and Fu2 Member (Subei Basin)

a.渤南洼陷沙三下亚段页岩总孔隙度; b.苏北盆地阜二段页岩总孔隙度; c.渤南洼陷沙三下亚段页岩累计孔隙容; d.苏北盆地阜二段混积页岩累计孔隙容; e.渤南洼陷沙三下亚段混积页岩比表面积; f.苏北盆地阜二段混积页岩比表面积; g.渤南洼陷沙三下亚段页岩孔径分布; h.苏北盆地阜二段页岩孔径分布

4.3.3 孔径分布

页岩孔径分布是页岩油资源潜力评价与储集空间表征的核心参数，其特征差异主要受控于累计孔容与比表面积（王民等，2019）。基于前期累计孔容与比表面积的研究基础，本文依据国际纯粹与应用化学联合会（*International Union of Pure and Applied Chemistry, IUPAC*）的孔隙划分标准，将盖层微孔隙测试结果按微孔（ $< 2 \text{ nm}$ ）、介孔（ $2\sim 50 \text{ nm}$ ）和宏孔（ $> 50 \text{ nm}$ ）三类统计不同尺度孔隙占比（图 8g, h）。结果显示，研究区页岩储集空间以介孔为主，该类孔隙多为晶间孔、粒间孔、有机质边界孔、晶间缝、黏土有机质复合体中的黏土矿物收缩孔/缝提供，部分孔径较大的黏土矿物片间孔、溶蚀孔也可达介孔尺度，部分孔径较小的粒间孔也属于介孔（王伟庆等，2024）。

常温常压状态下，页岩的游离油的赋存孔径下限约为 $1 \text{ nm}\sim 10 \text{ nm}$ ，富集孔径下限约为 $30\sim 100 \text{ nm}$ （王民等，2019；李俊乾等，2024），但受地区、岩相、地层条件的影响，上述阈值存在区域差异性。结合前文孔隙分类方案进一步分析，当页岩孔隙度/累计孔容较高时，介孔与宏孔占比是决定游离油赋存总量的核心因素，而宏孔占比则主导游离油的富集程度。因此，在源-储耦合体系中，厘清不同岩相的孔径分布差异对页岩油富集机理研究具有关键意义。

4.3.4 富集条件评价

通过综合考量有机质丰度、沉积构造、总孔隙度、累计孔容及孔径分布五项关键指标，确立了不同评价指标的定性及定量评价原则（表 2）。根据研究区主要岩相各项指标的平均值与定量评价原则的对应关系得出分数，明确主要岩相富集条件各项评价指标的得分情况及总分（图 9），进而确定了具备页岩油规模富集的优势岩相。渤海洼陷沙三下亚段页岩油富集的优势岩相为富有机质纹层状碳酸盐质混合页岩（L3）、富有机质纹层状-层状碳酸盐质混合页岩（L4）及富有机质纹层状-层状长英质混合页岩（L5）；苏北盆地阜二段页岩油富集的优势岩相为含有机质纹层状-层状碳酸盐质页岩（L7）、贫有机质纹层状-层状长英质混合页岩（L10）及含有机质纹层状-层状黏土质页岩（L11）。

表 2 页岩富集特征评价表
Table 2 Evaluation Table of Shale Enrichment Characteristics

评价指标	评价原则		赋分
	定性评价	定量评价	
有机质丰度	富有机质	$TOC < 1\%$	20
	含有机质	$1\% \leq TOC \leq 2\%$	15
	贫有机质	$TOC > 2\%$	10
沉积构造	纹层状	纹层厚度 $< 1 \text{ cm}$	20
	纹层状-层状	纹层厚度 $\leq 10 \text{ cm}$	16
	层状	$1 \text{ cm} \leq \text{纹层厚度} \leq 10 \text{ cm}$	12
	层状-块状	纹层厚度 $\geq 1 \text{ cm}$	8
总孔隙度	块状	纹层厚度 $> 10 \text{ cm}$	4
	高	总孔隙度 $> 6\%$	20
	较高	$5\% \leq \text{总孔隙度} \leq 6\%$	15
累计孔容	中	$4\% \leq \text{总孔隙度} < 5\%$	10
	高	累计孔容 $> 15 \text{ mm}^3/\text{g}$	20
	中	$10 \text{ mm}^3/\text{g} \leq \text{累计孔容} \leq 15 \text{ mm}^3/\text{g}$	15
孔径分布	低	累计孔容 $< 10 \text{ mm}^3/\text{g}$	10
	好	宏孔占比 $> 40\%$	20
	较好	宏孔占比 $> 30\%$	16
	中等	介孔及宏孔占比 $> 80\%$	12
	差	微孔占比 $> 20\%$	8

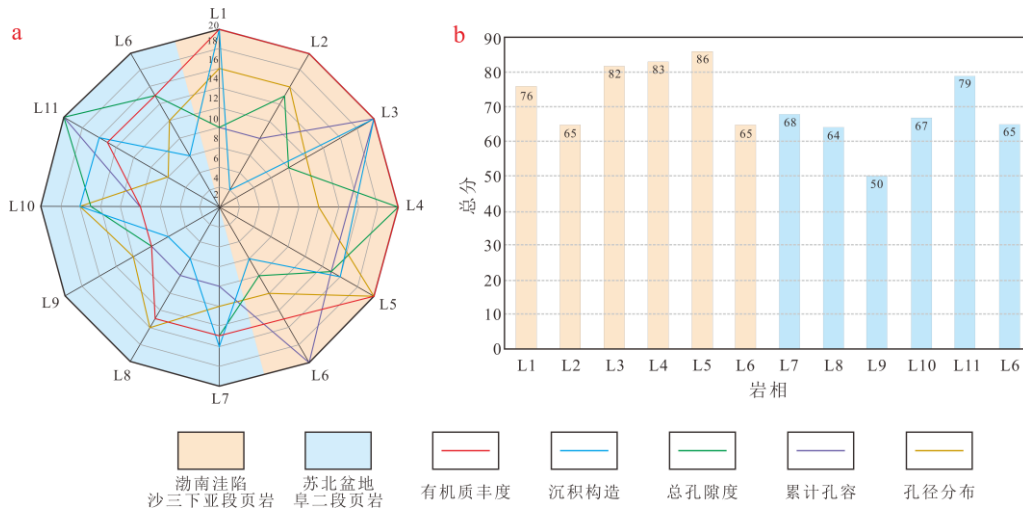


图9 渤海洼陷沙三下亚段和苏北盆地阜二段不同岩相页岩储层页岩油富集条件综合评价图

Fig.9 Comprehensive Evaluation of Shale Oil Enrichment Criteria of Shales Across Differing Lithofacies: A Case Study in the Lower Es3 Sub-member (Bonan Subsg) and Fu2 Member (Subei Basin)

a.渤海洼陷沙三下亚段和苏北盆地阜二段不同岩相页岩富集评价指标得分情况雷达图；b.渤海洼陷沙三下亚段和苏北盆地阜二段不同岩相页岩富集评价指标总分柱状图

5 页岩油赋存特征与富集模式

5.1 页岩油赋存特征

页岩油指赋存于页岩层系中的石油，主要包括大孔隙与微裂缝中的游离油以及矿物/干酪根表面与微孔隙内壁的吸附油（郭旭升等，2023）。图像观察法是利用高分辨率成像技术，在镜下可直接观测烃类流体的赋存位置及状态（高波等，2025），针对优势岩相的烃类赋存特征研究，本文采用多尺度成像技术联用策略：采用扫描电镜背散射截面二次成像法，基于电子束的荷电效应定性表征游离烃在主要储集空间中的赋存特征；采用荧光薄片解析纹层/层理间的烃类赋存位置；采用激光共聚焦解剖轻质游离油与重质吸附油的差异富集特征，同时获取相关参数与多温阶热解及岩石热解分析结果共同评价轻重组分的赋存特征（图10）。

5.1.1 游离烃赋存位置

荷电效应是指扫描电镜电子束作用于导电性较差的样品时，表面因负电荷积累导致图像畸变、亮度/对比度异常及图像漂移的现象（王晓琦等，2015），在未洗油的页岩样品中，游离油是引发荷电效应的核心因素（干酪根不易产生荷电），因此可通过荷电效应的分布特征反演页岩油的赋存状态（金旭等，2021）。针对研究区6类优势岩相的典型样品，通过扫描电镜电子束分析含油区域的荷电效应与烃类赋存特征，结果如下：在碳酸盐质页岩（L7）和碳酸盐质混合页岩（L3、L4）中，烃类主要富集于以宏孔为主的晶间孔/晶间缝、介孔尺度的溶蚀孔及黏土有机质复合体中，荷电效应集中分布于有机质边缘、有机质内部、晶间缝及黏土有机质复合体，指示有机质处于生油窗内，仍残留未完全排出的游离油。进一步观察发现：当有机质孔孔径达到20nm以上时，荷电效应显著增强，且有机质内部孔的荷电效应强于边缘孔。有机质孔是不同类型干酪根热演化过程中生烃的产物，研究区多见I型干酪根（生成有机质边缘孔）和II型干酪根（生成有机质边缘孔和内部孔）（何文渊，2023）。在长英质混合页岩（L5、L10）中，烃类主要富集于宏孔尺度的粒间孔中，吸附油以油膜或残余沥青形式存在，游离油则主要分布于有机质边缘及内部。在含有机质纹层状-层状黏土质页岩（L11）中，烃类主要富集于宏孔/介孔尺度的黏土矿物片间孔及黏土矿物收缩缝中，游离油主要集中于有机质边缘及内部。该岩相以有机质内部孔为主，孔隙数量多，孔径差异大（10 nm~500 nm左右）且壁面粗糙，推测为常压地层缓慢泄压的产物（聂海宽等，2022）。

5.1.2 层间烃类赋存位置

荧光薄片分析通过紫外光激发下烃类的荧光颜色差异，参照岩石荧光薄片鉴定标准，依据沥青组分与荧光特性（发光亮度、颜色）的对应关系，将沥青划分为四类：油质沥青（黄绿-蓝色荧光）、胶质沥青（褐橙-橙黄色荧光）、沥青质沥青及炭质沥青（黄褐-褐色荧光或不发光）（滕建彬等，2019）。研究区各类优势岩相均可见荧光显示，结合电镜分析明确沥青组分赋存规律：油质沥青主要赋存于层理缝、构造缝等微裂缝内，在宏孔-介孔尺度的粒间孔或晶间孔多顺层散布，呈黄绿-蓝色荧光，指示游离油的富集；胶质沥青主要赋存于介孔尺度的晶间孔、粒间孔、溶蚀孔等孔隙内，或浸染与方解石、石英、黄铁矿、黏土矿物、有机质等表面，呈褐橙-橙黄色；沥青质沥青及炭质沥青主要呈油膜状或浸状黏附于黏土或方解石等矿物表面（匡立春等，2021），呈黄褐-褐色或不发光。

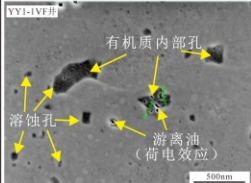
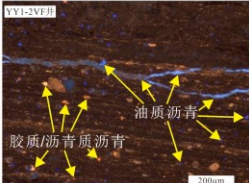
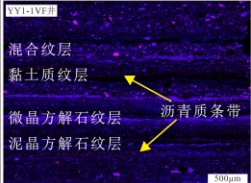
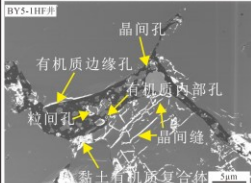
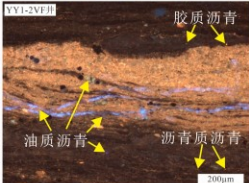
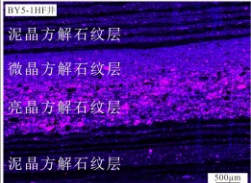
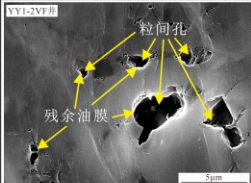
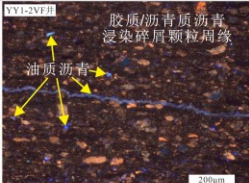
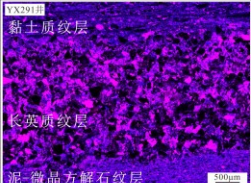
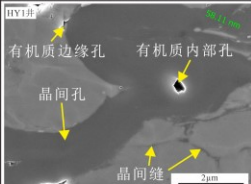
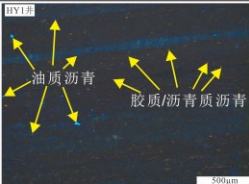
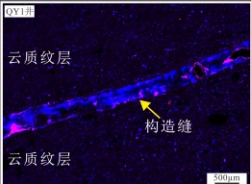
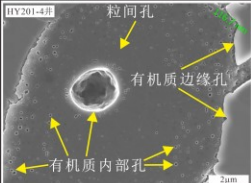
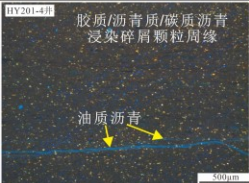
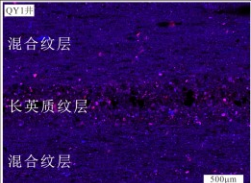
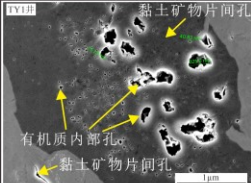
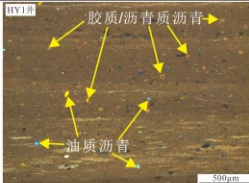
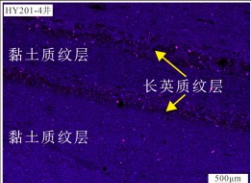
研究区	岩相	扫描电镜	荧光薄片	激光共聚焦	轻重比	游离油/吸附油	OSI mg/g
渤 南 洼 陷	L3				0.14~0.93 平均值0.37 样品数=37	0.44~17.5 平均值2.37 样品数=37	4.95~129.23 平均值42.67 样品数=37
	L4				0.14~0.81 平均值0.38 样品数=22	0.66~5.65 平均值1.82 样品数=22	7.88~122.64 平均值54.90 样品数=22
	L5				0.40~0.78 平均值0.61 样品数=9	0.84~4.86 平均值1.93 样品数=9	27.10~108.77 平均值62.98 样品数=9
苏 北 盆 地	L7				0.15~0.89 平均值0.40 样品数=6	0.44~13.83 平均值2.25 样品数=26	22.73~633.33 平均值142.56 样品数=27
	L10				0.13~0.70 平均值0.35 样品数=6	0.88~13.86 平均值3.40 样品数=23	1.28~289.74 平均值112.85 样品数=36
	L11				0.26~0.28 平均值0.27 样品数=3	0.22~13.89 平均值3.22 样品数=17	17.48~318.46 平均值112.39 样品数=22

图 10 渤南洼陷沙三下亚段和苏北盆地阜二段优势岩相页岩油赋存特征

Fig.10 Shale Oil Occurrence Characteristics of Dominant Lithofacies in the Lower Es3 Sub-member (Bonan Subsaq) and Fu2 Member (Subei Basin)

5.1.3 烃类差异富集特征

激光共聚焦技术通过选择性接收荧光信号波长，定量表征轻质组分（饱和烃、芳香烃）与重质组分（非烃、沥青和干酪根）的分布特征，其轻质组分与重质组分之比（轻重比）可评价滞留烃的可动性与流动性（赵文智等，2025）。本文联合多温阶热解计算参数游离吸附比（游离烃/吸附烃， $S_{1-1}+S_{1-2}/S_{2-1}$ ）与岩石热解及总有机碳分析参数含油饱和度指数（OSI, mg/g），系统评价 6 类优势岩相的含油性与烃类赋存特征。

富有机质纹层状碳酸盐质混合页岩（L3）和富有机质纹层状-层状碳酸盐质混合页岩（L4）具有轻重比中等、游离吸附比中等、OSI（含油饱和度指数）中等的基本特征，烃类差异富集特征明显，轻质游离烃优先富集于微晶方解石纹层中，其次赋存于泥晶方解石纹层中，再次离散分布于混合纹层中，泥质纹层中以重质吸附烃为主。

富有机质纹层状-层状长英质混合页岩（L5）具有轻重比高、游离吸附比中等、OSI 中等的基本特征，烃类具差异富集特征，整体轻质游离烃占比高，轻质游离烃优先富集于长英质纹层中，其次富集于泥-微晶方解石纹层中。

含有机质纹层状-层状碳酸盐质页岩 (L7) 具有轻重比中等、游离吸附比中等、OSI 高的基本特征, 烃类差异富集特征显著, 整体以重质吸附烃为主, 轻质游离烃优先赋存于构造缝等微裂缝内部, 重质吸附烃则赋存于微裂缝边缘。云质纹层内重质吸附烃顺层散布, 主要赋存于白云石晶间孔中或浸染于白云石、黏土矿物表面, 轻质游离烃赋存位置与重质吸附烃一致, 主要赋存于孔径较大的白云石晶间孔内部。

贫有机质纹层状-层状长英质混合页岩 (L10) 具有轻重比中等、游离吸附比高、OSI 高的基本特征, 烃类差异富集特征较明显, 轻质游离烃优先富集于长英质层中, 其次赋存于混合纹层中。

含有机质纹层状-层状黏土质页岩 (L11) 具有轻重比低、游离吸附比高、OSI 高的基本特征, 烃类差异富集特征较明显, 轻质游离烃优先富集于长英质层中。

5.2 页岩油富集模式

在页岩油赋存特征的基础上, 结合关键参数评价, 系统梳理并总结了研究区页岩油富集模式。

5.2.1 渤南洼陷沙三下亚段

渤南洼陷沙三下亚段优势岩相具有 2 类典型页岩油富集模式 (图 11a)。

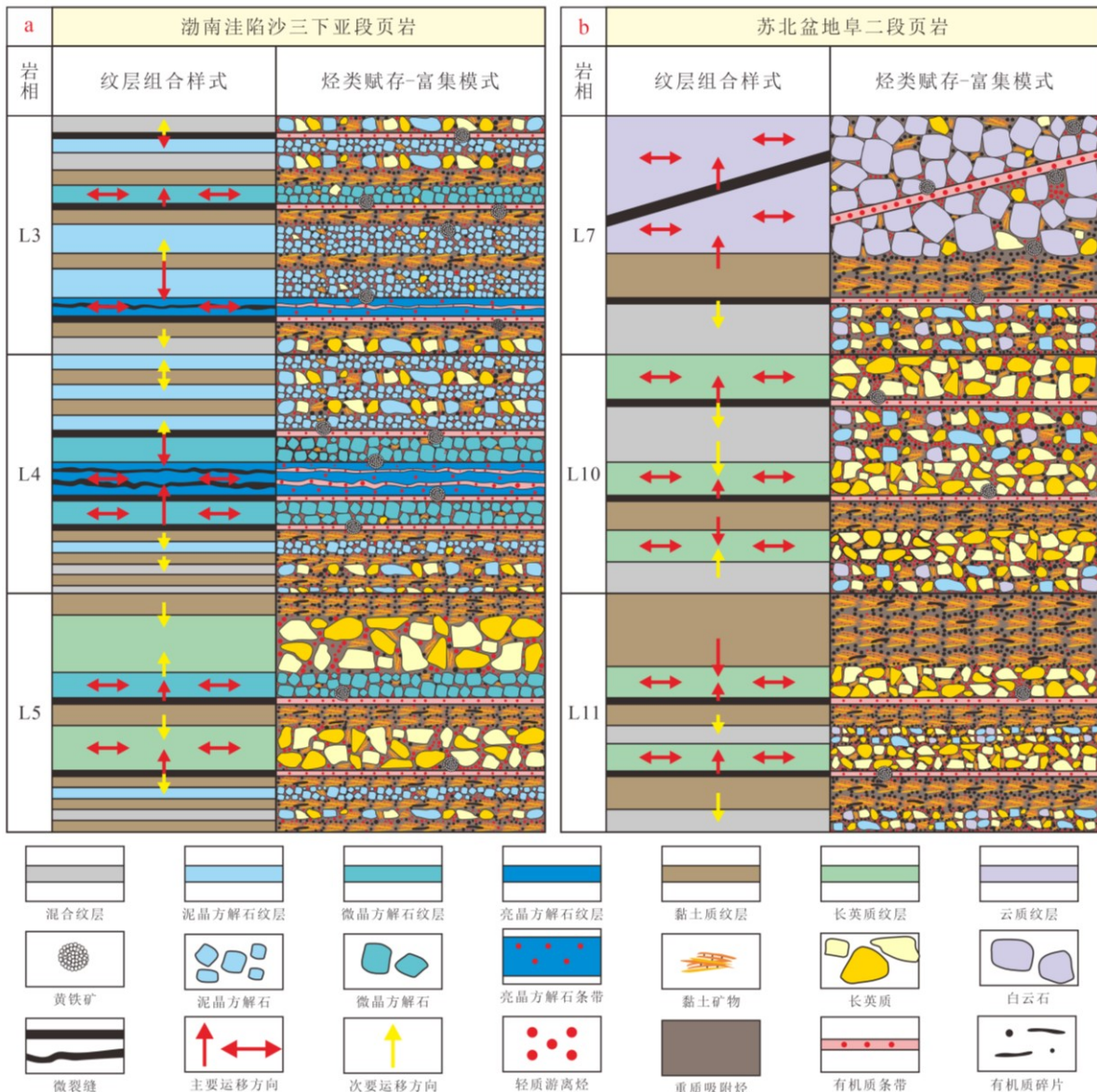


图 11 研究区优势岩相纹层组合样式及烃类赋存-富集模式对比

Fig.11 Comparison of Predominant Lithofacies Lamina Association Patterns and Hydrocarbon Occurrence-Enrichment Models in the Study Area

a.渤南洼陷沙三下亚段页岩优势岩相纹层组合样式及烃类赋存-富集模式; b.苏北盆地阜二段页岩优势岩相纹层组合样式及烃类赋存-富集模式

富有机质纹层状碳酸盐质混合页岩 (L3) 及富有机质纹层状-层状碳酸盐质混合页岩 (L4) 普遍具有“泥生灰储”的典型富集模式, 烃类主要来源于富有机质黏土质纹层与微裂缝, 游离烃经短距离运移后在具大孔优

势的亮晶方解石纹层、微晶方解石纹层及混合纹层中富集。其中，亮晶方解石纹层为两类岩相的最优富集场所，储集空间以晶间缝及粒间溶孔为主。微晶方解石纹层储集空间为晶间孔和溶蚀孔，其储集性优于以粒间孔和黏土矿物片间孔作为主要储集空间的混合纹层，为次优富集场所。微裂缝为两类岩相页岩的页岩油富集提供了高效的运移通道，渤南洼陷沙三下亚段主要发育层理缝与晶间缝，在疏导烃类的同时也作为烃类的富集场所，其内的烃类即会促进相邻纹层中的长英质与碳酸盐质发生溶蚀作用，改善纹层的储集性为烃类提供更多的有效赋存空间；也会加速碳酸盐质的重结晶进程，使微晶方解石向亮晶方解石转化，主要储集空间由晶间孔转化为晶间缝，整体孔径增大。此外，微裂缝和方解石纹层多伴生黄铁矿，黄铁矿晶间孔也可作为烃类富集的场所。由于孔缝系统发育良好且具备地层超压，微晶/亮晶方解石纹层内烃类具有横向运移特征。

富有机质纹层状-层状长英质混合页岩（L5）具有“泥生砂储”的富集模式，烃类主要来源于富有机质黏土质纹层与微裂缝，游离烃通过短距离运移在具有大孔优势的长英质纹层和微晶方解石纹层中富集且在纹层内发生横向运移。长英质纹层为该岩相页岩的最优富集场所，在各类纹层中具有最大的孔径和最强的抗压实能力，为游离烃的富集提供了良好的储集空间。微晶方解石纹层为该岩相页岩的次优富集场所，其内赋存的可动烃类由于大孔优势仍会向临近的长英质纹层发生微运移。

5.2.2 苏北盆地阜二段

苏北盆地阜二段优势岩相具有 2 类典型页岩油富集模式（图 11b）。

含有机质纹层状-层状碳酸盐质页岩（L7）具有“泥生云储”的富集模式，烃类主要来源于富有机质黏土质纹层与微裂缝，游离烃通过短距离运移在具有大孔优势的云质纹层和混合纹层中富集。云质纹层为该岩相页岩的最优富集场所，白云岩晶间孔、粒间孔与溶蚀孔发育程度较好，整体孔径较大，但孔内多伴生黏土矿物，使得微运移后的部分游离烃可流动性变差。但由于构造缝与层理缝的发育，为该岩相页岩提供了充足的烃类来源和运移通道，仍具备良好的富集条件。

贫有机质纹层状-层状长英质混合页岩（L10）及含有机质纹层状-层状黏土质页岩（L11）普遍具有“泥生砂储”的典型富集模式，烃类主要来源于富有机质黏土质纹层与微裂缝，游离烃通过短距离运移在具有大孔优势的长英质纹层与混合纹层中富集且在纹层内发生横向运移。长英质纹层为两类岩相页岩的最优富集场所，混合纹层为次优富集场所。两类岩相的主要储集空间均为粒间孔、黏土矿物片间孔与溶蚀孔，但 L10 相比 L11 长英质纹层占比高，孔径分布特征相对较好。L11 则由于黏土质纹层占比高，有机质丰度、总孔隙度和累计孔隙指标优于 L10。因此，优势岩相中的纹层发育及分布特征是评价页岩的关键纽带，为揭示页岩中烃类赋存-富集模式提供了可行性方案。

5.2.3 富集模式差异对比

总体来看，两研究层系碳酸盐质页岩及混合页岩中，碳酸盐质纹层均是游离烃的主要富集场所。其中，渤南洼陷沙三下亚段以“泥生灰储”为特征，苏北盆地阜二段则呈现“泥生云储”模式。

渤南洼陷沙三下亚段页岩的微-亮晶方解石纹层为烃类的优先富集场所，其中亮晶方解石脉体作为后期成岩产物，可指示纹层间层理缝因超压开启而发生的流体充注过程。该类方解石脉广泛发育于页岩纹层中，其形成机制为：黏土质纹层内干酪根经热演化生成烃类与有机酸，在饱和黏土质纹层中黏土矿物片间孔等层内孔隙后，通过微裂缝运移至相邻的泥晶-微晶碳酸盐质纹层的大孔中，有机酸溶蚀方解石形成晶间溶蚀孔，使得原有方解石晶间孔变为具有更大孔径储集空间的方解石溶蚀孔，当地层水进入溶蚀孔隙后，生烃增压作用产生超压微裂缝，超压流体沿层间微裂缝运移并结晶沉淀，最终形成亮晶方解石脉（王民等，2019；Liu, et al., 2023；滕建彬，2024）。因此，亮晶方解石纹层可作为源-储共生型页岩储层富集层段的重要标志，指示周缘黏土质纹层生烃能力强、泥晶/微晶方解石纹层溶蚀作用显著、生烃超压作用及抗压保孔能力突出。

苏北盆地阜二段的云质纹层是烃类优先富集场所，准同生白云石化作用不仅增大了白云石晶间孔孔径，且云质纹层较高的脆性易诱发粒缘缝、层内微裂缝等，共同构成成岩-构造孔缝复合体，为烃类提供优质储集空间。因此，云质纹层同样是源-储共生型页岩储层富集层段的重要标志，指示周缘黏土质纹层生烃能力强、纹层自身可改造性好、成岩-构造孔缝复合体储集性优异。

两研究层系的长英质混合页岩中则具有“泥生砂储”模式，其优势岩相的长英质、碳酸盐质与黏土质含量之比均接近 4:3:3，表现出显著的混积特征。其中，长英质纹层以粒间孔为主要储集空间，且脆性较好、可改造性强，是源-储共生型页岩储层富集层段的关键标志。

苏北盆地阜二段发育的含有机质纹层状-层状黏土质页岩中长英质、碳酸盐质与黏土质含量之比均接近 3:2:5，整体大孔含量虽不及两研究层系的其他优势岩相，但在成熟度适宜时，较高占比的黏土质纹层使其具有更优的生烃潜力（Zhu, et al., 2023），且黏土质纹层发育大量的黏土矿物晶间孔、黏土矿物收缩缝和黏土有机质复合体等优质储集空间，使得游离烃在向邻近页岩储层微运移的同时，仍有大量保留于黏土质纹层中，形成“泥生砂储、泥生混储、自生自储”的多元富集特征。

表3 页岩富集模式综合对比
Table 3 Comprehensive Comparative Table of Shale Enrichment Patterns

研究区	研究层系	岩相	代号	埋藏深度/m	Ro/%	含油性	储集性	储集空间类型	富集位置	富集模式
渤南 洼陷	沙三 下亚 段	富有机质纹层状碳酸盐质混合页岩	L3	3700~4700	0.9~ 1.1	极好	好	晶间孔、层理缝、溶蚀孔	亮晶方解石纹层/微晶方解石纹层	泥生灰储
		富有机质纹层状-层状碳酸盐质混合页岩	L4	3650~4200		极好	极好			
		富有机质纹层状-层状长英质混合页岩	L5	4200~4400		极好	极好	粒间孔、溶蚀孔	长英质纹层	泥生砂储
苏北 盆地	阜二 段	含有机质纹层状-层状碳酸盐质页岩	L7	3400~3700	0.9~ 1.1	好	好	晶间孔、粒间孔、溶蚀孔、构造缝	云质纹层	泥生云储
		贫有机质纹层状-层状长英质混合页岩	L10	3800~4200		中等	好	粒间孔、黏土矿物片间孔、溶蚀孔	长英质纹层	泥生砂储
		含有机质纹层状-层状黏土质页岩	L11	3700~4150		好	极好			

对比研究认为(表3),埋藏方式主要影响混积页岩的矿物组成和沉积构造类型,渤南洼陷为断陷快速埋藏,沉降速率快,沉积构造以纹层状及纹层状-层状为主,但压实作用较强,原生孔隙保存条件差,主要由生烃超压增孔和刚性矿物保孔维持了现今的孔缝系统;苏北盆地则以坳陷缓慢埋藏为主,沉降速率慢,沉积构造以纹层状-层状及块状为主,压实作用较弱,原生孔隙保存较好,但缺乏超压驱动。 R_o 则通过烃类的生成决定含油性及烃类占比(轻重比、游离吸附比及OSI),同时通过有机酸控制溶蚀作用及有机质热演化作用,持续改善储集空间类型.而储集空间的差异是决定烃类微运移方向的关键因素,周缘纹层的含油性及烃类占比是烃类能否发生微运移的必要条件.通过综合分析,揭示了页岩油的富集是由适宜的成熟度($R_o=0.9\% \sim 1.1\%$)、充足的有机质来源、较高的大孔占比和良好的孔缝系统所共同控制的结果.在划分并识别岩相(组合)的基础上,确定样品的成熟度和有机质丰度,进而精细解剖纹层组合样式及储集空间类型,是查明页岩油赋存特征并建立页岩油富集模式的必要过程.

6 结论

1) 受到埋藏方式及热演化程度的影响,两地区在矿物组成、沉积构造及有机质丰度上差异显著.渤南洼陷沙三下亚段主要发育碳酸盐质页岩与碳酸盐质混合页岩,整体以富有机质为主,沉积构造多为纹层状、纹层状-层状;苏北盆地阜二段主要发育黏土质混合页岩、碳酸盐质混合页岩与长英质混合页岩,整体以含有机质为主,沉积构造多为纹层状-层状、层状-块状.

2) 有机质丰度、沉积构造、总孔隙度、累计孔容及孔径分布等指标适用于评价页岩储层的赋存特征及富集条件,结果显示:渤南洼陷沙三下亚段的优势岩相为富有机质纹层状碳酸盐质混合页岩、富有机质纹层状-层状碳酸盐质混合页岩与富有机质纹层状-层状长英质混合页岩;苏北盆地阜二段的优势岩相为含有机质纹层状-层状碳酸盐质页岩、贫有机质纹层状-层状长英质混合页岩与含有机质纹层状-层状黏土质页岩.

3) 渤南洼陷沙三下亚段页岩的主要富集模式为“泥生灰储”和“泥生砂储”,苏北盆地阜二段页岩的主要富集模式为“泥生云储”和“泥生砂储”.适宜的成熟度、充足的有机质供给、较高的大孔占比及良好的孔缝系统是决定页岩油富集的核心控制因素,满足上述条件的纹层组合内部存在烃类调配效应,轻质游离烃可微运移至邻近具有富集条件的纹层,并在纹层内进行横向运移至大孔中赋存.

致谢

本文研究过程中,中国石化胜利油田、华东石油局及江苏油田提供宝贵样品,相关同事参与交流研讨,多位专家提供了指导建议;中国石化石油勘探开发研究院相关同事参与实验工作和交流研讨,多位专家提供了指导建议;编委和审稿专家提出宝贵意见,提升了文稿质量,在此一并致谢.

References

- Dong C. M., Ma C. F., Lin C. Y., et al., 2015. A method of classification of shale set. *Journal of China University of Petroleum*, 39 (3): 1-7(in Chinese with English abstract).
- Du X. Y., Qian M. H., Liu Y. H., et al., 2025. Fluid occurrence patterns and source rock-reservoir coupling characteristics of the Middle-Lower Jurassic continental shale reservoirs in the Fuxing area, Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 46 (6): 1874-1891(in Chinese with English abstract).
- Gao B., Hao F., Xu S., et al., 2025. Study on Oil Content and Its Occurrence State of the Lower Member of the Shahejie Formation Shale in the Dongying Sag. *Earth Science*, 50 (6): 2199-2208(in Chinese with English abstract).

- Guo X. S., Ma X. X., Li M. W., et al., 2023. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basin. *Oil & Gas Geology*, 44 (6) : 1333-1349(in Chinese with English abstract).
- Guo X. S., Hu Z. Q., Shen B. J., et al., 2024. Classification and exploration significance of source-reservoir coupling types of shale oil and gas in China. *Acta Petrolei Sinica*, 45 (11) : 1565-1578(in Chinese with English abstract).
- Gao Y. Q., Cai X., Xia W., et al., 2024. Characteristics of reservoir space and sweet spot evaluation of shale oil in the second member of Paleogene Funing Formation in Subei Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 46 (5) : 916-926(in Chinese with English abstract).
- He W. Y., Zhao Y., Zhong J. H., et al., 2023. Study on organic matter and micropores of Qingshankou Formation shale oil reservoir in Gulong Sag, Songliao Basin. *Geological Review*, 69 (3) : 1161-1183(in Chinese with English abstract).
- Jia C. Z., Wang Z. G., Jiang L., et al., 2024. Progress and key scientific and technological problems of shale oil exploration and development in China. *World Petroleum Industry*, 31 (4) : 1-11+13(in Chinese with English abstract).
- Jin Z. J., Zhang Q., Zhu R. K., et al., 2023. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance. *Oil & Gas Geology*, 44 (4) : 801-819(in Chinese with English abstract).
- Jin X., Li G. X., Meng S. W., et al., 2021. Microscale comprehensive evaluation of continental shale oil recoverability. *Petroleum Exploration and Development*, 48 (1) : 222-232(in Chinese with English abstract).
- Jiang Z. X., Liang C., Wu J., et al., 2013. Several issues in sedimentological studies on hydrocarbon-bearing fine-grained sedimentary rocks. *Acta Petrolei Sinica*, 34 (6) : 1031-1039(in Chinese with English abstract).
- Kuang L. C., Hou L. H., Yang Z., et al., 2021. Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization. *Acta Petrolei Sinica*, 42 (3) : 1-14(in Chinese with English abstract).
- Li M. W., Ma X. X., Jin Z. J., et al., 2022. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China. *Oil & Gas Geology*, 43 (1) : 1-25(in Chinese with English abstract).
- Lin X. Y., Zhu X. M., Wang X. L., et al., 2025. Reservoir characteristics and distribution of lacustrine fine-grained sedimentary rocks: a case study from Zhanhua sag, Bohai Bay Basin, China. *Journal of Palaeogeograph(Chinese Edition)*, 27 (1) : 55-71(in Chinese with English abstract).
- Liang X. P., Jin Z. J., Liu Q. Y., et al., 2025. Differential enrichment mechanism of organic matter in freshwater and salty alkaline lake basins (in Chinese). *Chin Sci Bull*, 70 (2) : 262-274(in Chinese with English abstract).
- Liang X. W., Guan Z. X., Niu X. B., et al., 2020. Reservoir characteristics of shale oil in Chang 7 Member of Yanchang Formation, Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 31 (10) : 1489-1500(in Chinese with English abstract).
- Li J. Q., Song Z. J., Wang M., et al., 2024. Quantitative characterization of microscopic occurrence and mobility of oil in shale matrix pores: A case study of the Shahejie Formation in the Dongying Sag. *Petroleum Science Bulletin*, 9 (1) : 1-2(in Chinese with English abstract).
- Liu P., Li J. L., Zhou L., et al., 2025. Shale oil enrichment pattern of the Lower Member of Shahejie Formation in Bonan Sag of Jiyang Depression. *Geological Review*, 71 (S1) : 311-312(in Chinese with English abstract).
- Li G. A., Lin C. H., Wu Y. Q., et al., 2025. Machine learning applications in tight porous media: Challenges, advances, and future directions. *Earth-Science Reviews*, 271: 105306.
- Liu H. M., Bao Y. S., Zhang S. C., et al., 2023. Structural characteristics of continental carbonate-rich shale and shale oil movability: A case study of the Paleogene Shahejie Formation shale in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China. *Petroleum Exploration and Development Online*, 50 (6) : 1320-1332.
- Ma C. F., Dong C. M., Luan G. Q., et al., 2017. Characteristics and influencing factors of organic-matter pores in paleogene shale, Subei Basin. *Journal of China University of Petroleum*, 41 (3) : 1-13(in Chinese with English abstract).
- Ma P. J., Lin C. Y., Li G. A., et al., 2022. Lithofacies Characteristics and Sweet Spot Distribution of Lacustrine Shale Oil: A Case Study from the Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China. *Lithosphere*, 2022: 3135681.
- Ni L. T., Du Y. S., Jiang L., et al., 2024. Medium-to-low maturity shales in the faulted lacustrine basin in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin: Theoretical understanding of their hydrocarbon generation, reservoir formation, and shale oil enrichment and high-yield nature and exploitation practices. *Oil & Gas Geology*, 45 (5) : 1417-1430(in Chinese with English abstract).
- Nie H. K., Zhang G. R., Li P., et al., 2022. Research status and prospect on organic matter pores in shale. *Acta Petrolei Sinica*, 43 (12) : 1770-1787(in Chinese with English abstract).
- Sun Y. X., Liang B., Qiu X. M., et al., 2024. Characteristics of natural fractures and its influence on shale oil enrichment and preservation in Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag, Subei Basin. *Earth Science Frontiers (China University of Geosciences(Beijing); Peking University)*, 31 (5) : 61-74(in Chinese with English abstract).
- Teng J. B., Liu H. M., Qiu L. W., et al., 2019. Control law of material components of shale oil reservoir on oil-bearing characteristics in Jiyang Depression. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 26 (1) : 80-87(in Chinese with English abstract).
- Teng J. B., 2024. Mechanism of interaction influence between sedimentation and diagenesis on quality of shale oil generation and storage: A case study of Paleogene shale of Shahejie Formation in Niuzhuang Subsag of Dongying Sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 31 (6) : 18-32(in Chinese with English abstract).
- Wang M., Ma R., Li J. B., et al., 2019. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 46 (4) : 789-802(in Chinese with English abstract).
- Wang W. Q., Liu H. M., Li J. L., 2024. Paleogene shale fabric and typical lithofacies reservoir characteristics in Dongying Sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 31 (2) : 1-16(in Chinese with English abstract).
- Wang X. Q., Sun L., Zhu R. K., et al., 2015. Application of charging effects in evaluating storage space of tight reservoirs: A case study from Permian Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 42 (4) : 472-480(in Chinese with English abstract).
- Wang Y. H., Ding W. M., Liu X., et al., 2019. Lithofacies and causal mechanism of organic matter enrichment in the lower submember of the 3rd member of Shahejie Formation, Bonan Sag, Bohai Bay Basin. *Oil & Gas Geology*, 40 (5) : 1106-1114(in Chinese with English abstract).
- Wang Y., Wang X. J., Song G. Q., et al., 2016. Genetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 43 (5) : 696-704(in Chinese with English abstract).
- Xue G., Chen H. H., Ma X. D., et al., 2025. Oil Correlation for Whole Petroleum System in Qintong Sag, Subei Basin. *Earth Science*, 50 (12) : 4652-4670(in Chinese with English abstract).

- Yin J., Zun C.N., Wu S.T., et al., 2025. Development Mechanism of High-Quality Source Rock and Enrichment Processes of Shale Oil in Saline Lacustrine Basin: A Case Study of Upper Member of Lower Ganchaigou Formation, Qaidam Basin. *Earth Science*, 50 (7): 2875-2898(in Chinese with English abstract).
- Yan Z.Y., Liang B., Sun Y.X., et al., 2024. In-situ stress orientation and main controlling factors of deep shale reservoirs in the second member of Paleogene Funing Formation in Gaoyou Sag, Subei Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 46 (6): 1187-1197(in Chinese with English abstract).
- Yu W.D., Gao Y.Q., Zan L., et al., 2024. Distribution of oil bearing and shale oil-rich strata in the second member of Funing Formation in Qintong Sag. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 14 (5): 688-698(in Chinese with English abstract).
- Zhao W.Z., Liu W., Bian C.S., et al., 2025. Role of preservation conditions on enrichment and fluidity maintenance of medium to high maturity lacustrine shale oil. *Petroleum Exploration and Development*, 52 (1): 1-14(in Chinese with English abstract).
- Zhu X.M., Wang X.L., Zhang M.Z., et al., 2024. Sedimentary environments and lithofacies characteristics of fine-grained sediments in typical continental basins in China. *Oil & Gas Geology*, 45 (4): 873-892(in Chinese with English abstract).
- Zhu R.K., Zhang J.Y., Li M.Y., et al., 2023. Advances and key issues in the basic research of non-marine shale oil enrichment. *Acta Geologica Sinica*, 97 (9): 2874-2895(in Chinese with English abstract).
- Zhang J.G., Jiang Z.X., Liu L.A., et al., 2021. Lithofacies and depositional evolution of fine-grained sedimentary rocks in the lower submember of the Member 3 of Shahejie Formation in Zhanhua sag, Bohai Bay Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 42 (3): 293-306(in Chinese with English abstract).

中文参考文献

- 董春梅, 马存飞, 林承焰, 等, 2015. 一种泥页岩层系岩相划分方法. 中国石油大学学报(自然科学版), 39 (3): 1-7.
- 杜心宇, 钱门辉, 林雅慧, 等, 2025. 四川盆地复兴地区中-下侏罗统陆相页岩储层流体赋存规律与源-储耦合特征[J]. 石油与天然气地质, 46 (6): 1874-1891.
- 高波, 郝芳, 徐尚, 等, 2025. 东营凹陷沙三下亚段页岩含油性及其赋存特征. 地球科学, 50 (6): 2199-2208.
- 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等, 2023. 陆相页岩油富集机理探讨. 石油与天然气地质, 44 (6): 1333-1349.
- 郭旭升, 胡宗全, 申宝剑, 等, 2024. 中国页岩油气源-储耦合类型划分及勘探意义. 石油学报, 45 (11): 1565-1578.
- 高玉巧, 蔡潇, 夏威, 等, 2024. 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. 石油实验地质, 46 (5): 916-926.
- 何文渊, 赵莹, 钟建华, 等, 2023. 松辽盆地古龙凹陷青山口组页岩油储层中有机质微孔特征. 地质论评, 69 (3): 1161-1183.
- 贾承造, 王祖纲, 姜林, 等, 2024. 中国页岩油勘探开发研究进展与科学技术问题. 世界石油工业, 31 (4): 1-11+13.
- 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等, 2023. 中国陆相页岩油分类及其意义. 石油与天然气地质, 44 (4): 801-819.
- 金旭, 李国欣, 孟思炜, 等, 2021. 陆相页岩油可动性微观综合评价. 石油勘探与开发, 48 (1): 222-232.
- 姜在兴, 梁超, 吴靖, 等, 2013. 含油气细粒沉积岩研究的几个问题. 石油学报, 34 (6): 1031-1039.
- 匡立春, 侯连华, 杨智, 等, 2021. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法. 石油学报, 42 (3): 1-14.
- 黎茂稳, 马晓潇, 金之钧, 等, 2022. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义. 石油与天然气地质, 43 (1): 1-25.
- 林兴悦, 朱筱敏, 王晓琳, 等, 2025. 细粒沉积岩优质储集层发育主控因素分析: 以渤海湾盆地沾化凹陷为例. 古地理学报, 27 (1): 55-71.
- 梁新平, 金之钧, 刘全有, 等, 2025. 陆相淡水与咸化湖盆页岩有机质差异富集机理. 科学通报, 70 (2): 262-274.
- 梁晓伟, 关梓轩, 牛小兵, 等, 2020. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段页岩油储层储集性特征. 天然气地球科学, 31 (10): 1489-1500.
- 李俊乾, 宋兆京, 王民, 等, 2024. 页岩基质孔隙油微观赋存及可动性定量表征——以东营凹陷沙河街组为例. 石油科学通报, 9 (1): 1-2.
- 刘鹏, 李军亮, 周磊, 等, 2025. 济阳拗陷渤南洼陷沙三下亚段页岩油富集规律. 地质论评, 71 (S1): 311-312.
- 马存飞, 董春梅, 梁国强, 等, 2017. 苏北盆地古近系泥页岩有机质孔发育特征及影响因素. 中国石油大学学报(自然科学版), 41 (3): 1-13.
- 倪良田, 杜玉山, 蒋龙, 等, 2024. 渤海湾盆地济阳拗陷陆相断陷湖盆中-低成熟度页岩“富烃-成储-富集-高产”的理论认识与开发实践. 石油与天然气地质, 45 (5): 1417-1430.
- 聂海宽, 张光荣, 李沛, 等, 2022. 页岩有机孔研究现状和展望. 石油学报, 43 (12): 1770-1787.
- 孙雅雄, 梁兵, 邱旭明, 等, 2024. 苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段页岩天然裂缝发育特征及其对页岩油富集和保存的影响. 地学前缘, 31 (5): 61-74.
- 滕建彬, 刘惠民, 邱隆伟, 等, 2019. 济阳拗陷页岩油储层物质组分对含油性的控制规律. 油气地质与采收率, 26 (1): 80-87.
- 滕建彬, 2024. 沉积和成岩作用交互约束页岩油生储品质机理分析——以东营凹陷牛庄洼陷古近系沙河街组页岩为例. 油气地质与采收率, 31 (6): 18-32.
- 王民, 马睿, 李进步, 等, 2019. 济阳拗陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理. 石油勘探与开发, 46 (4): 789-802.
- 王伟庆, 刘惠民, 李军亮, 2024. 东营凹陷古近系页岩组构及典型岩相储集特征. 油气地质与采收率, 31 (2): 1-16.
- 王晓琦, 孙亮, 朱如凯, 等, 2015. 利用电子束荷电效应评价致密储集层储集空间——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例. 石油勘探与开发, 42 (4): 472-480.
- 王雨茵, 丁伟铭, 刘璇, 等, 2019. 渤海湾盆地渤南洼陷沙河街组三段下亚段岩相特征及有机质富集成因. 石油与天然气地质, 40 (5): 1106-1114.
- 王勇, 王学军, 宋国奇, 等, 2016. 渤海湾盆地济阳拗陷泥页岩岩相与页岩油富集关系. 石油勘探与开发, 43 (5): 696-704.
- 薛冈, 陈红汉, 马晓东, 等, 2025. 苏北盆地溱潼凹陷全油气系统油源对比. 地球科学, 50 (12): 4652-4670.
- 尹嘉, 邹才能, 吴松涛, 等, 2025. 咸化湖盆优质烃源岩发育机制与页岩油富集过程: 以柴达木盆地地下柴沟组上段为例. 地球科学, 50 (7): 2875-2898.
- 严泽宇, 梁兵, 孙雅雄, 等, 2024. 苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段深层页岩储层地应力方向及主控因素. 石油实验地质, 46 (6): 1187-1197.
- 余文端, 高玉巧, 鲁灵, 等, 2024. 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. 油气藏评价与开发, 14 (5): 688-698.
- 赵文智, 刘伟, 卞从胜, 等, 2025. 保存条件对陆相中高熟页岩油富集与流动性保持的作用. 石油勘探与开发, 52 (1): 1-14.
- 朱筱敏, 王晓琳, 张美洲, 等, 2024. 中国典型陆相盆地细粒沉积环境和岩相特征. 石油与天然气地质, 45 (4): 873-892.
- 朱如凯, 张婧雅, 李梦莹, 等, 2023. 陆相页岩油富集基础研究进展与关键问题. 地质学报, 97 (9): 2874-2895.
- 张建国, 姜在兴, 刘立安, 等, 2021. 渤海湾盆地沾化凹陷沙河街组三段下亚段细粒沉积岩岩相特征与沉积演化. 石油学报, 42 (3): 293-306.