

从岩相沉积成因视角剖析咸化湖盆页岩油成烃环境差异: 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷和苏北盆地高邮凹陷对比研究*

张宸嘉^{1,2,3,4} 郭旭升^{1,2,3} 申宝剑^{1,2,3} 曹 剑⁴
向宝力⁵ 李 鹏^{1,2,3} 孙雅雄⁶

1 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206

2 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 102206

3 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206

4 南京大学地球科学与工程学院, 江苏南京 210023

5 中国石油新疆油田分公司, 新疆克拉玛依 834000

6 中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司, 江苏扬州 225009

摘 要 陆相咸化湖盆页岩油混合细粒沉积环境频繁变化, 对有机质聚集、烃源岩发育与甜点展布有先决控制作用。针对典型咸化湖盆准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组和苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段, 通过系统的沉积岩石学、有机-无机地球化学方法, 从岩相沉积成因的视角开展对比研究, 揭示了不同咸化湖盆背景下页岩油成烃环境的系统性差异及其对甜点的控制。结果表明, 芦草沟组 4 类主要岩相发育于较寒冷干旱的咸化水体环境, 受控于“咸化深水保存—淡化浅水生产力”复合模式, 泥岩类生产力高、生烃潜力最好, 碳酸盐岩和粉砂岩为优质甜点, 形成夹层/互层型页岩油, 沉积环境存在突变。相较而言, 阜二段发育 6 类主要岩相, 整体为温暖湿润气候下“咸化浅水保存—淡化深水生产力”模式, TOC 含量最高的纹层状长英质-黏土质混积页岩、层状含黏土长英质页岩发育于相对淡化的深水环境, 高生产力和良好保存条件共同促进其优质生烃潜力。阜二段沉积相带渐变叠置, 不同岩相兼具生烃、储集能力, 与芦草沟组源储分离型甜点不同, 形成源储共生的混积页岩型页岩油。本研究强调咸化湖盆动荡环境驱动下形成的不同岩相差异成烃背景, 可望为页岩油勘探实践中甜点展布预测及评价提供一定的科学参考。

关键词 混合细粒沉积 岩相类型 差异成烃环境 咸化湖盆 页岩油 吉木萨尔凹陷 高邮凹陷

第一作者简介 张宸嘉, 女, 1994 年生, 博士后, 2023 年毕业于南京大学, 长期从事页岩油气沉积储层、页岩油气富集机理综合研究。E-mail: zhangchenjia94616@163.com。

通讯作者简介 郭旭升, 男, 1965 年生, 博士, 中国工程院院士, 长期从事油气勘探研究与生产管理。E-mail: guoxs.syky@sinopec.com。

中图分类号: TE122.1 文献标志码: A

Differential palaeoenvironments of shale oil in saline lacustrine basins

* 国家自然科学基金面上项目 (编号: 42472202)、中国石油化工股份有限公司科技部项目 (编号: P25161) 和中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院院控项目 (编号: YK-2025-17) 联合资助。[Co-funded by the General Program of the National Natural Science Foundation of China (No. 42472202), Sinopec Science and Technology Department Project (No. P25161) and Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute Internal Project (No. YK-2025-17)]

收稿日期: 2026-01-02 改回日期: 2026-01-29

from the perspective of lithofacies sedimentary genesis: a comparative study of Jimusar sag, Junggar Basin and Gaoyou sag, Subei Basin

ZHANG Chenjia^{1,2,3,4} GUO Xusheng^{1,2,3} SHEN Baojian^{1,2,3} CAO Jian⁴

XIANG Baoli⁵ LI Peng^{1,2,3} SUN Yaxiong⁶

1 State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206, China

2 Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, SINOPEC, Beijing 102206, China

3 Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China

4 School of Earth Sciences and Engineering, Nanjing University, Nanjing 210023, China

5 PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Xinjiang Karamay 834000, China

6 SINOPEC Jiangsu Oilfield Company, Jiangsu Yangzhou 225009, China

Abstract The frequently dynamic changes in the mixed fine-grained sedimentary environment of shale oil in saline lacustrine basins exert a decisive controlling influence on organic matter enrichment, source rock development, and the distribution of sweet spots. This study focuses on the Lucaogou Formation in the Jimusar sag, Junggar Basin and the Member 2 of Funing Formation in the Gaoyou sag, Subei Basin, both typical saline lacustrine basins. Through systematic integrated methods of petrology and organic-inorganic geochemistry, a comparative investigation was conducted from the perspective of lithofacies sedimentary genesis. The results indicate that there are significant differences in the lithofacies types and their sedimentary genesis between the Lucaogou Formation and the Member 2 of Funing Formation. The four main lithofacies types in the Lucaogou Formation developed in a relatively cold, arid, and saline water-mass environment. They are controlled by a composite model of “saline deep-water for preservation and less saline shallow-water with high productivity”. The mudstones exhibit high productivity and the best hydrocarbon generation potential, while carbonate rocks and siltstones represent high-quality sweet spots. The palaeoenvironment undergoes abrupt changes, resulting in the formation of the shale interbedded/intercalated with sand. In contrast, the Member 2 of the Funing Formation formed in a warm and humid climate, developed six main lithofacies types under a composite model of “saline shallow-water for preservation and less saline deep-water with high productivity”. The felsic-clay mixed shale and clay-bearing felsic shale, which exhibit the highest TOC content, developed in less saline deep-water environments. The combination of favorable preservation conditions and high productivity jointly enhances their superior hydrocarbon generation potential. Unlike the source-reservoir separated sweet spots in the Lucaogou Formation, the sedimentary facies in the Member 2 of Funing Formation exhibit gradual transitions, with various lithofacies possessing both hydrocarbon generation and reservoir capacities, forming an integrated source rock-reservoir, namely mixed shale type of sweet spots. This study emphasizes the differential palaeoenvironments of various lithofacies formed under the dynamic saline lacustrine basins, which is expected to provide scientific references for predicting and evaluating the distribution of sweet spots in shale oil exploration and development.

Key words mixed fine-grained systems, lithofacies type, differential palaeoenvironments, saline lacustrine basins, shale oil, Jimusar sag, Gaoyou sag

About the first author ZHANG Chenjia, born in 1994, is a postdoctoral researcher, and obtained a PhD degree from Nanjing University in 2023. She is mainly engaged in shale oil geology and enrichment mechanisms. E-mail: zhangchenjia94616@163.com.

About the corresponding author GUO Xusheng, born in 1965, is an academician of the Chinese Academy of Engineering. He has long been engaged in petroleum and natural gas exploration research and production management. E-mail: guoxs.syky@sinopec.com.

页岩油是非常规油气资源的重要组成部分，已成为全球油气勘探的重要接替领域（Cardott, 2012；柳波等，2014；Zou *et al.*, 2019）。近年来，随着勘探理论和技术的进步，中国在陆相咸化湖盆页岩油领域取得了系列重大突破，展现出巨大的资源潜力（金之钧等，2021；马永生等，2022；赵文智等，2023；郭旭升等，2023，2024，2025）。与海相环境相比，陆相湖盆在构造稳定性、沉积物来源等方面受到更多复杂因素的影响，突出表现为盆地规模较小、构造-沉积背景不稳定，加之湖相系统对高频气候变化、湖平面波动、生物来源敏感（Katz and Lin, 2014；Zou *et al.*, 2019；白龙辉等，2021；Xiao *et al.*, 2024b；Liang *et al.*, 2026），使得湖盆沉积物来源的影响因素众多，具有极强非均质性。尤其是咸化湖盆因其独特的水化学条件（富含盐类物质、较强还原环境等），控制了更复杂的沉积物供给和生物群落发育，在物理和化学沉积作用叠加下形成多种矿物组分，包括陆源碎屑、碳酸盐、黏土矿物以及生物化学沉积（如蒸发盐、硅质等）等，多种组分以不同比例和方式混合沉积形成复杂岩石组合，从而形成极具特色的细粒混合沉积体系（Curtis *et al.*, 2012；黎茂稳等，2020；曹剑等，2025；Wang *et al.*, 2026）。水体的盐度波动、频繁的湖平面变化以及多样的物源供给，共同控制了混积体系中岩相的类型、结构构造及空间展布（贾承造等，2021；朱筱敏等，2024，2025）。这些混积岩相不仅是页岩油生成的物质基础，其岩石物性、储集空间发育特征也直接决定了页岩油甜点宏观展布和油气微观分布规律（黎茂稳等，2020；郭旭升等，2023；Liang *et al.*, 2024）。

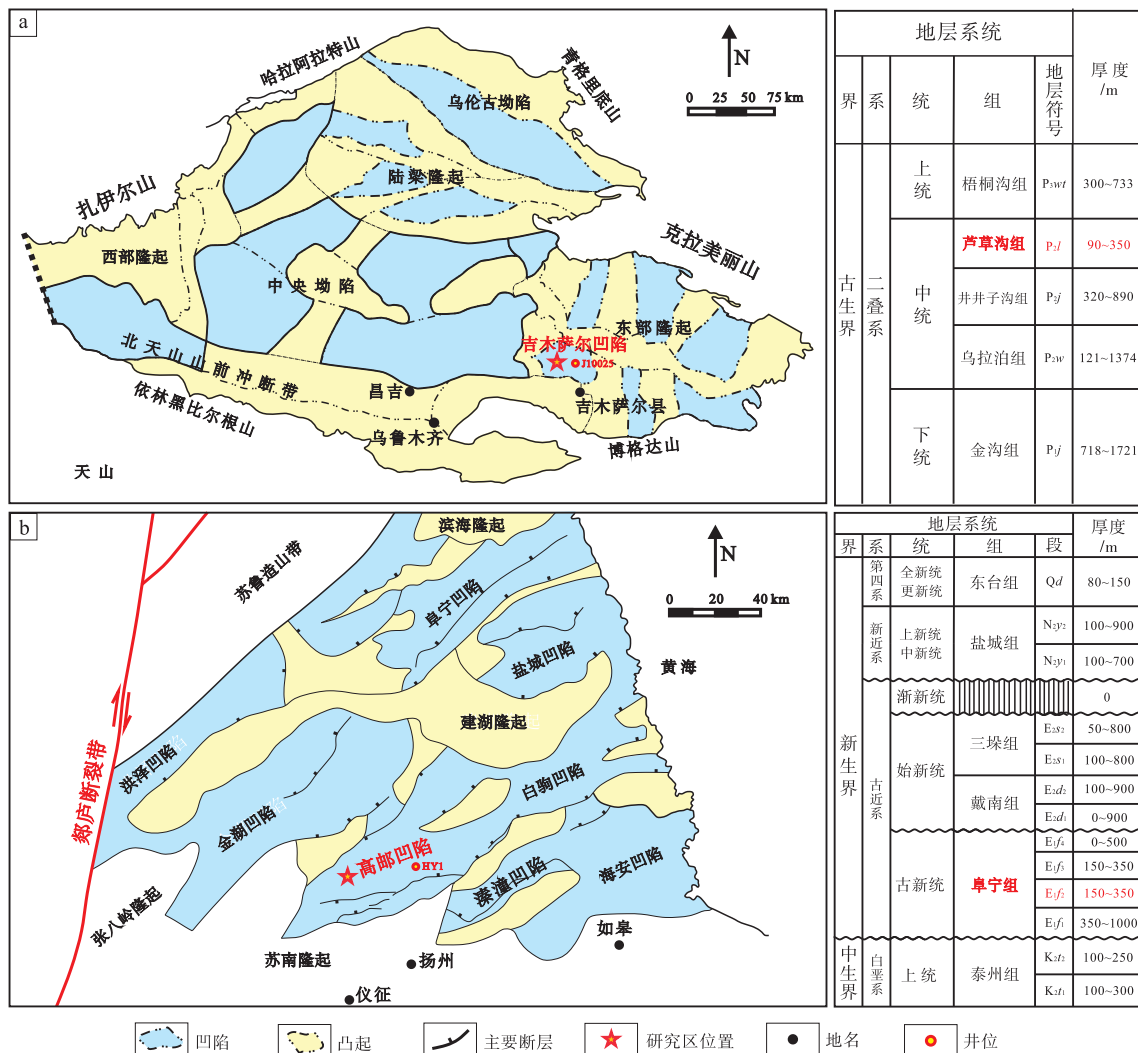
中国咸化湖盆页岩油探区普遍发育细粒混合沉积体系，岩石组构粒度细、储集空间尺度小、非均质性强，岩相类型和组合多样化（黎茂稳等，2022；朱如凯等，2023；胡涛等，2024）。尽管前人已在咸化湖盆沉积相划分、烃源岩发育特征等方面取得了丰硕成果，但对于其中复杂混积体系的形成环境，仍存在一些亟待深入研究的科学问题。例如，岩相类型与组构精细表征方面，对复杂岩相类

型的系统划分存在多种方案（Zhang *et al.*, 2019；张君峰等，2020；朱相羽等，2023；胡宗全等，2024）。形成机理与环境控制因素方面，不同沉积模式控制下形成的岩相类型有何差异、混积体系中不同岩相的形成环境及主控因素仍缺乏深入研究，古气候、水体环境、保存条件、初级生产力以及地质事件等控制因素的耦合关系及其在岩石记录中的响应特征不甚清晰（Peng *et al.*, 2021；Peng and Larson, 2022；Wang *et al.*, 2023；蒲秀刚等，2024；Liu *et al.*, 2024b）。

有鉴于此，本研究选取中国 2 大典型咸化湖盆进行对比分析，分别为西部准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组、东部苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组二段，2 个页岩油探区均发育复杂混合细粒沉积岩，且近年来均获得较好的勘探突破（支东明等，2019；唐勇等，2023；段宏亮等，2024；孙雅雄等，2024）。其中吉木萨尔凹陷芦草沟组为互层/夹层型（源储分离型）页岩油体系，而高邮凹陷阜宁组二段为混积页岩型（源储共生型）页岩油体系（郭旭升等，2024，2025）。通过系统的岩石学和地球化学分析研究，旨在对比具有不同源储耦合关系的咸化湖盆页岩油混积体系中岩相发育特征差异，并深入剖析各类细粒岩相形成时期的古气候、水体环境等，揭示不同岩相形成的古环境背景及其对页岩油甜点类型的控制作用，最终通过对比不同混合沉积环境中岩相发育及成因差异，构建其沉积模式。本研究对于深化咸化湖盆细粒沉积学理论、明确页岩油甜点段成因与分布预测，进而精确指导勘探选区与评价，均具有一定的理论价值和实践意义。

1 地质背景

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷位于盆地东部隆起的西南部，面积约 1500 km²（匡立春等，2012）（图 1-a），凹陷现今地形起伏平缓，地层稳定连续，次级断裂较少发育，为一个相对简单的单斜箕状构造，西部是低洼地带，东部为凹陷斜坡带。凹陷经历了海西、印支、燕山和喜马拉雅运动等多旋回构造-沉积活动。中二叠世中晚期，凹陷发生强



a—吉木萨尔凹陷基本构造格局及二叠系基本地层序列；b—苏北盆地高邮凹陷基本构造格局及新生界基本地层序列

图 1 吉木萨尔凹陷和高邮凹陷构造位置及地层格架序列 (据张宸嘉等, 2022; Zhu *et al.*, 2023; 有修改)

Fig. 1 Tectonic background and stratigraphic framework of Jimusar sag and Gaoyou sag

(modified from Zhang *et al.*, 2022; Zhu *et al.*, 2023)

烈的沉降, 接受了独立封闭沉积, 形成了页岩油的主力烃源岩层芦草沟组 (Allen and Natal, 1995)。芦草沟组以咸化深湖相沉积为主, 局部为三角洲、浅湖—半深湖相沉积, 主体埋深范围为 2500 ~ 4500 m, 地层厚度 90 ~ 350 m (匡立春等, 2012; 支东明等, 2019)。根据产油结果和岩电特征, 将产油性能最好的 2 个混积致密层段定为“上甜点段 (主要为 $P_2l_2^2$)”和“下甜点段 (主要为 $P_2l_1^2$)”, 2 个甜点段中间为大段厚层泥岩, 命名为“中部泥岩段” (蒋宜勤等, 2015; 张少敏等, 2018; Zhang *et al.*, 2023)。上、下甜点段为页岩油规模开发的主要目标, 产出的原油主要为稠油, 密

度在 $0.88 \sim 0.92 \text{ g/cm}^3$ 之间, 凹陷区至斜坡区是当前的主要产区。

苏北盆地位于江苏省东北部, 是苏北—南黄海盆地的陆上部分, 主要形成于中生代至新生代时期, 由中古生代时期在长江下游地区的复杂构造变形所形成 (图 1-b)。在白垩纪末期至古近纪, 受太平洋板块俯冲和郯庐断裂带右旋扭动构造变形影响, 苏北盆地处于强烈伸展拗陷阶段, 发育了多旋回河流三角洲—湖泊沉积体系, 自下而上发育泰州组二段、阜宁组二段和阜宁组四段 3 套暗色泥页岩, 且泥页岩的沉积范围在阜宁组二段 (简称阜二段, E_3f_2) 沉积期一度达到最大 (Zhu *et al.*,

2023; Li *et al.*, 2024)。高邮凹陷是苏北盆地南部最为重要的含油气凹陷之一，面积约 2670 km²，其总体呈 NE-SW 走向，在构造上具有南陡北缓、南断北超的特征，南部边界的真武断裂和吴堡断裂控制着凹陷的沉积沉降特征（朱相羽等，2023; Liu *et al.*, 2024b）（图 1-b）。阜宁组主要发育于半咸水沉积环境，其中阜二段主体埋深范围 3400 ~ 3700 m，地层厚度 150~350 m，受物源体系和边界断层影响，高邮凹陷阜二段页岩厚度总体由西向东逐渐增厚，由南部深凹区向北部斜坡区减薄（段宏亮等，2024）。这套页岩沉积后经历了吴堡、真武、三垛、盐城等多期构造运动改造，特别是吴堡期断层和长期活动断层将连续稳定分布的阜二段页岩切割、错断，形成一系列 NEE 走向断块，复杂的地质条件为页岩油勘探带来了挑战（Zhu *et al.*, 2023; 段宏亮等，2024; 孙雅雄等，2024; Li *et al.*, 2024）。

2 咸化湖盆混合细粒沉积体系主要岩相类型

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组岩性复杂多变，大量的陆源物质、碳酸盐物质以及少量的火山碎屑物质频繁交替形成混合细粒沉积体系，笔者前期对吉木萨尔凹陷代表性探井 J10025 井（图 1-a）进行了系统分析，通过岩石薄片观测及 XRD 测试，最终将芦草沟组划分为 6 个亚类、11 小类岩相，其中，块状构造、纹层/层状构造岩石均有发育，块状构造较为常见，块状碳酸盐岩、层状白云质/灰质泥岩、块状凝灰质—粉砂质泥岩、块状粉砂岩为芦草沟组发育最为广泛的 4 种主要岩相类型，纵向发育厚度占比超过 80%，且是目前页岩油勘探开发评价的核心层段，具有代表性（图 2; 图 3）（张宸嘉等，2022; Zhang *et al.*, 2023; Zhi *et al.*, 2023）。

苏北盆地高邮凹陷阜二段页岩也表现为碳酸盐、长英质、黏土矿物混合沉积，且岩石粒径几乎均小于 0.004 mm，纹层构造较为普遍，为典型混积页岩层系（朱相羽等，2023）。参考前人划分方案，结合江苏油田高邮凹陷的实际生产情况，本次研究以典型探井花页 1（HY1）井为例（图 1-b），通过岩心和薄片观测、XRD 矿物组成分析，对页岩岩相进行了划分（图 2; 图 3）。按照碳酸盐矿

物、长英质矿物和黏土矿物 3 个端元，单层理厚度小于 2 mm 为纹层状（大于 2 mm 为层状，无明显层理为块状），综合考虑矿物相对含量与岩石构造特征，遵循三级命名原则（10%，25%，50%），将三端元矿物组分含量均小于 50% 的页岩划分为混积页岩类，单一矿物组分大于 50% 的页岩分别命名为长英质页岩、灰云质页岩、黏土质页岩 3 大类。以长英质页岩为例，若其中碳酸盐矿物或黏土矿物在 25%~50%，则进一步划分为含灰云长英质页岩、含黏土长英质页岩（图 3）。对于混积页岩，采用两端元混积的方式命名，将黏土质矿物端元含量最少的页岩命名为长英质—灰云质混积页岩，依次类推。据此，可见高邮凹陷花页 1 井主要岩相类型以纹层状混积页岩为主，其次为层状长英质页岩、层状灰云质页岩（图 2; 图 3）。总体上阜二段发育 6 类主要岩相类型，分别为纹层状长英质—黏土质混积页岩、纹层状长英质—灰云质混积页岩、层状含长英灰云质页岩、层状灰云质页岩、层状含黏土长英质页岩、层状长英质页岩（图 2; 图 3）。笔者将重点讨论这 6 类岩相的生烃潜力和形成环境，并与芦草沟组 4 类主要岩相进行对比，为表述简洁，后文省略了各岩相沉积构造前缀。

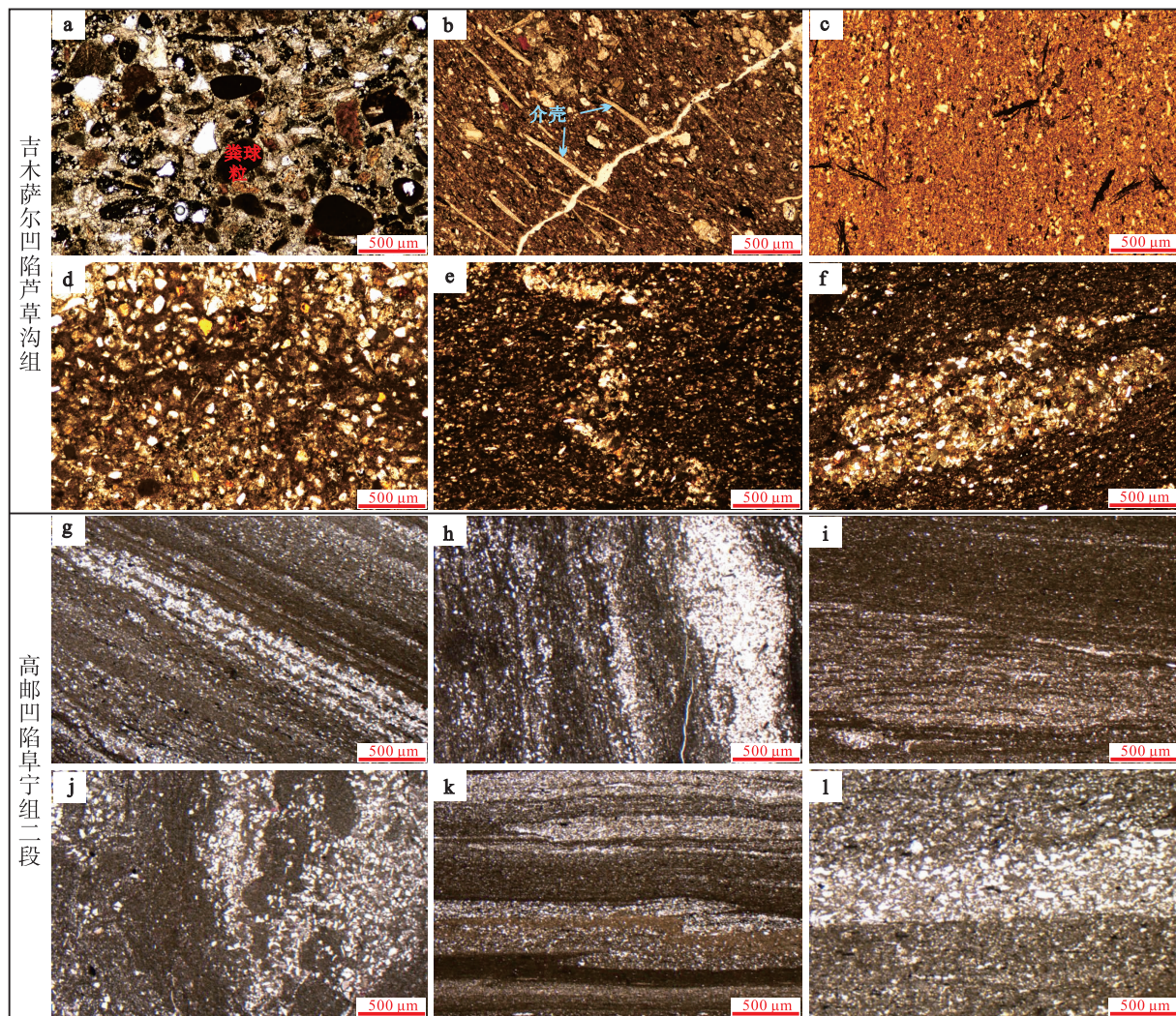
3 不同岩相生烃潜力及形成环境对比

古环境通过影响沉积物质组成、有机质来源控制了沉积体系形成和岩石组构，气候、水体盐度、氧化还原条件等因素形成的不同古环境背景所提供的有机、无机组分控制了岩石沉积物质基础和生烃物质来源，进一步形成具有不同生烃和储集性能的多种岩相，最终影响了页岩油富集潜力。

3.1 不同岩相的生烃潜力和含油性对比

为比较芦草沟组 4 类主要岩相、阜二段 6 类主要岩相的生烃潜力及含油性，并探索其沉积环境差异，根据 TOC 含量和热解测试结果，首先用箱型图进行直观对比分析（图 4）。

芦草沟组 4 类岩相生烃潜力和含油性存在明显差异，其中，凝灰质/粉砂质泥岩的总有机碳含量（TOC 值）和氢指数（HI 值）最高，白云质/灰质泥岩次之，但二者的含油性指标 S_1 值、含油饱和度指数 OSI（ $S_1 \times 100 / \text{TOC}$ ）值均较低；反之，碳酸盐岩、粉砂岩生烃潜量（ $\text{PG} = S_1 + S_2$ ）和氢指数



a—J10025 井, 3552.58 m, 砂屑白云岩; b—J10025 井, 3562.56 m, 白云质泥岩; c—J10025 井, 3777.64 m, 白云质泥岩; d—J10025 井, 3559.81 m, 泥质粉砂岩; e—J10025 井, 3664.79 m, 粉砂质泥岩; f—J174 井, 3217 m, 凝灰质—粉砂质泥岩; g—HY1 井, 3716.48 m, 长英质—黏土质混积页岩; h—HY1 井, 3588.00 m, 长英质—灰云质混积页岩; i—HY1 井, 3691.36 m, 含长英灰云质页岩; j—HY1 井, 3666.1 m, 灰云质页岩; k—HY1 井, 3683.48 m, 含黏土长英质页岩; l—HY1 井, 3684.3 m, 长英质页岩。均为单偏光

图 2 吉木萨尔凹陷芦草沟组 4 类主要岩相和高邮凹陷阜宁组二段 6 类主要岩相的微观特征

Fig. 2 Microscopic characteristics of four main lithofacies of the Lucaogou Formation in Jimusar sag and six main lithofacies of the Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag

较低,二者含油性较好(图 4-a, 4-b)。整体上,粉砂岩、碳酸盐岩具有最好的页岩油富集潜力,充当“储集层”;凝灰质—粉砂质泥岩、白云质/灰质泥岩生烃潜力最好,充当“烃源岩”,但也具有一定的页岩油潜力。因此,于芦草沟组而言,粉砂岩、碳酸盐岩作为物性较好的优质储集岩与生烃潜力较好的凝灰质—粉砂质泥岩、白云质/灰质泥岩形成互层/夹层型混积体系,即源储分离型页岩油体系。泥岩层系中的薄层粉砂岩或碳酸盐岩为有利储集层,由于近源而利于捕获油气形成甜点。

与芦草沟组相比,高邮凹陷阜宁组二段 6 类岩相整体生烃潜力和含油性差别不大,各指标值显现出较为平均的特征。其中,生烃潜力最好(TOC、PG、HI 最高)的岩相为长英质—黏土质混积页岩、含黏土长英质页岩;其次为长英质—灰云质混积页岩、含长英灰云质页岩,以单组分为主的岩相即灰云质页岩、长英质页岩的生烃潜力相对较低(图 4-c, 4-d)。从矿物组分来看,即长英质、黏土质含量高的混积页岩生烃潜力最好,比灰云质含量高的页岩生烃潜力好,即长英质 $\approx$ 黏土质>灰云质。对比

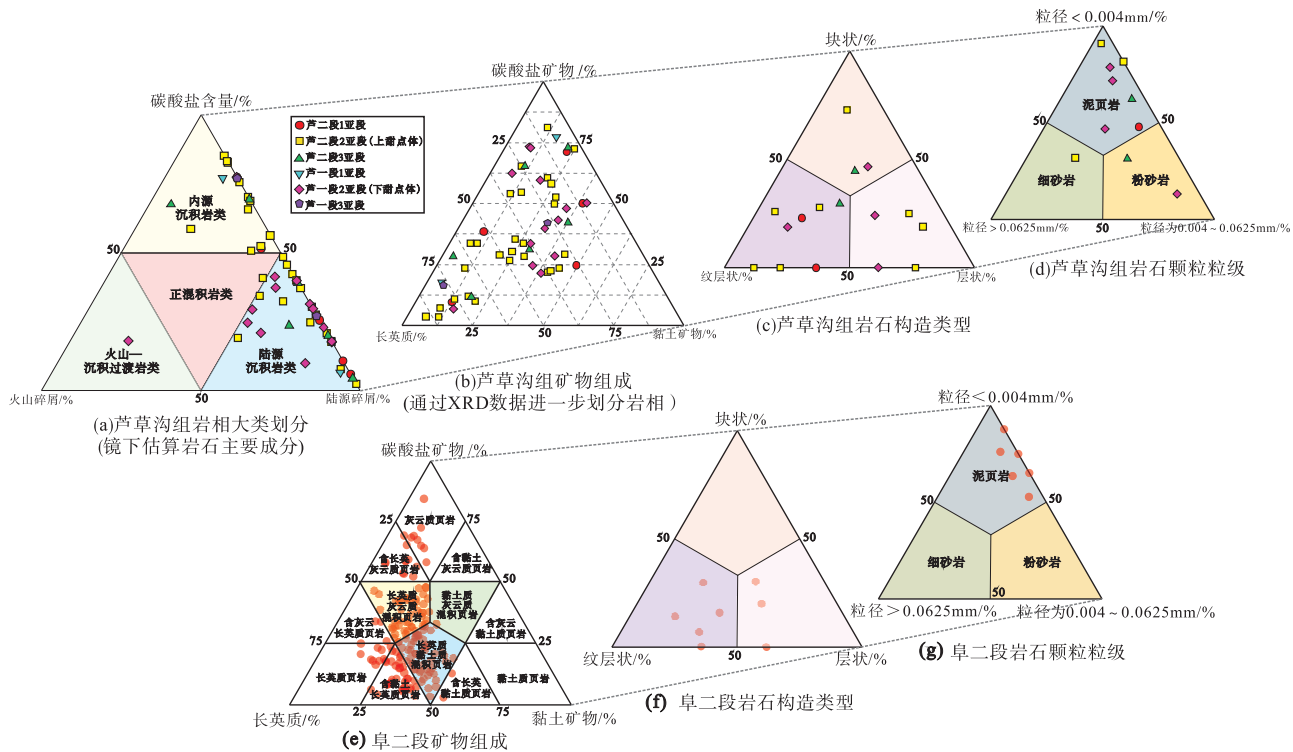


图 3-a 和 3-d 据张宸嘉等 (2022) 修改

图 3 吉木萨尔凹陷芦草沟组和高邮凹陷阜二段混合细粒沉积体系岩相类型划分

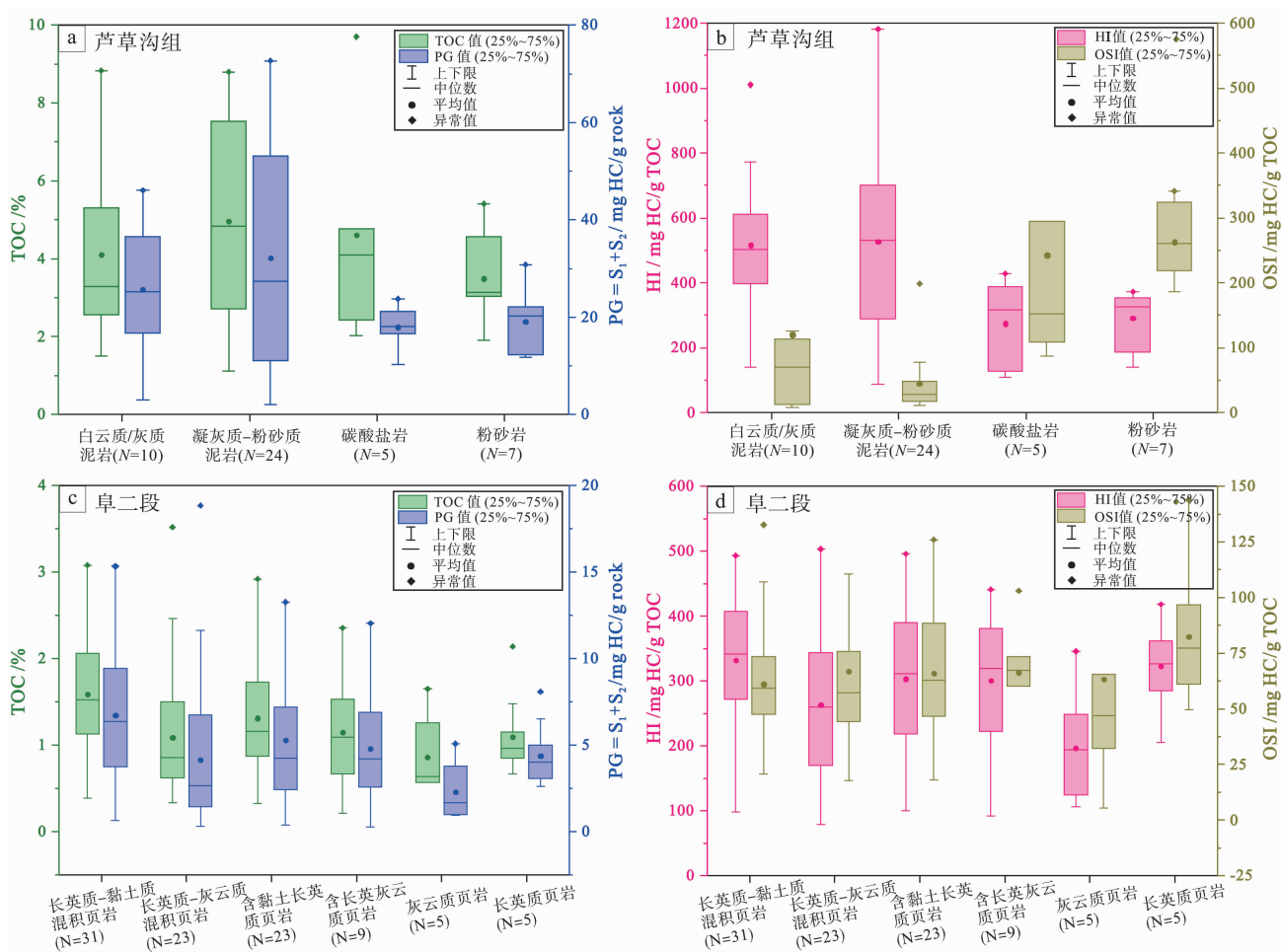
Fig. 3 Classification of mixed sedimentary rocks of the Lucaogou Formation in Jimusar sag and the Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag

含油性指标 (页岩油潜力 OSI 值) 发现, 页岩油潜力最好的岩相为长英质页岩、含黏土长英质页岩、混积页岩, 较难区分。总体而言, 与芦草沟组相比, 高邮凹陷阜二段不同岩相表现出较为相近的生烃潜力和含油性, 各类页岩均具有一定的生烃潜力和储集能力, 整体表现为源储共生型页岩油, 多源供烃, 源一储共存, 混积页岩自身与相邻页岩向混积体系供烃并富集形成优质甜点。

3.2 不同岩相的形成环境对比

首先介绍本研究用到的主要指标的理论基础。Sr/Ba 值为最常用的古盐度指标, 在现代和古代水体环境中都与盐度呈正相关, 在咸水和淡水环境中的 Sr/Ba 值多大于 1.0 和小于 0.6 (Wei and Algeo, 2019)。P 作为生物体重要的营养元素, 其循环与大气氧和海洋溶解氧含量具有密切关系 (Lenton *et al.*, 2014), C_{org}/P 的摩尔比值也为底层水体氧化还原的有效指标, 其值在还原相中通常大于 100, 最大可达 1000; 而氧化相中通常小于 50, 最小可低至 10 以下 (Algeo and Ingall, 2007)。双金

属 V/Cr 值也用于评价氧化还原条件, 一般认为 $V/Cr < 2$ 反映含氧环境; $V/Cr > 4.25$ 则为缺氧状态; 当比值介于 2~4.25 之间, 代表次氧或贫氧状态 (Jones and Manning, 1994)。化学蚀变指数 ($CIA = Al_2O_3 / (Al_2O_3 + CaO^* + Na_2O + K_2O) \times 100$) 常被用来进行古气候和风化强度的重建, 主要是基于碱金属和碱土金属元素相对于氧化铝在风化过程中的溶解行为而建立, 适用于细粒碎屑岩, 其中, 氧化物都是摩尔单位, CaO^* 代表岩石硅酸盐组分中的 CaO 含量, 当 $CaO > Na_2O$ 时, $CaO^* = Na_2O$; 当 $CaO \leq Na_2O$ 时, $CaO^* = CaO$ (Nesbitt and Young, 1982; Fedo *et al.*, 1995; Xiao *et al.*, 2024a)。化学风化越强、气候越温暖湿润时, 沉积物的 CIA 值越高, 当 CIA 值很高时 (85~100), 沉积物一般沉积在炎热、降水较强的气候中; 在一般温暖湿润的古气候条件下 CIA 值中等 (60~85), 在寒冷干旱的古气候条件下 CIA 值较小 (< 60) (Nesbitt and Young, 1982)。Sr/Cu 值也是有效的古气候指标, Sr 在干旱条件下优先富集, Cu 在湿润条件下优先富集, Sr/Cu 值范围在 1.0~5.0、5.0~10.0 和



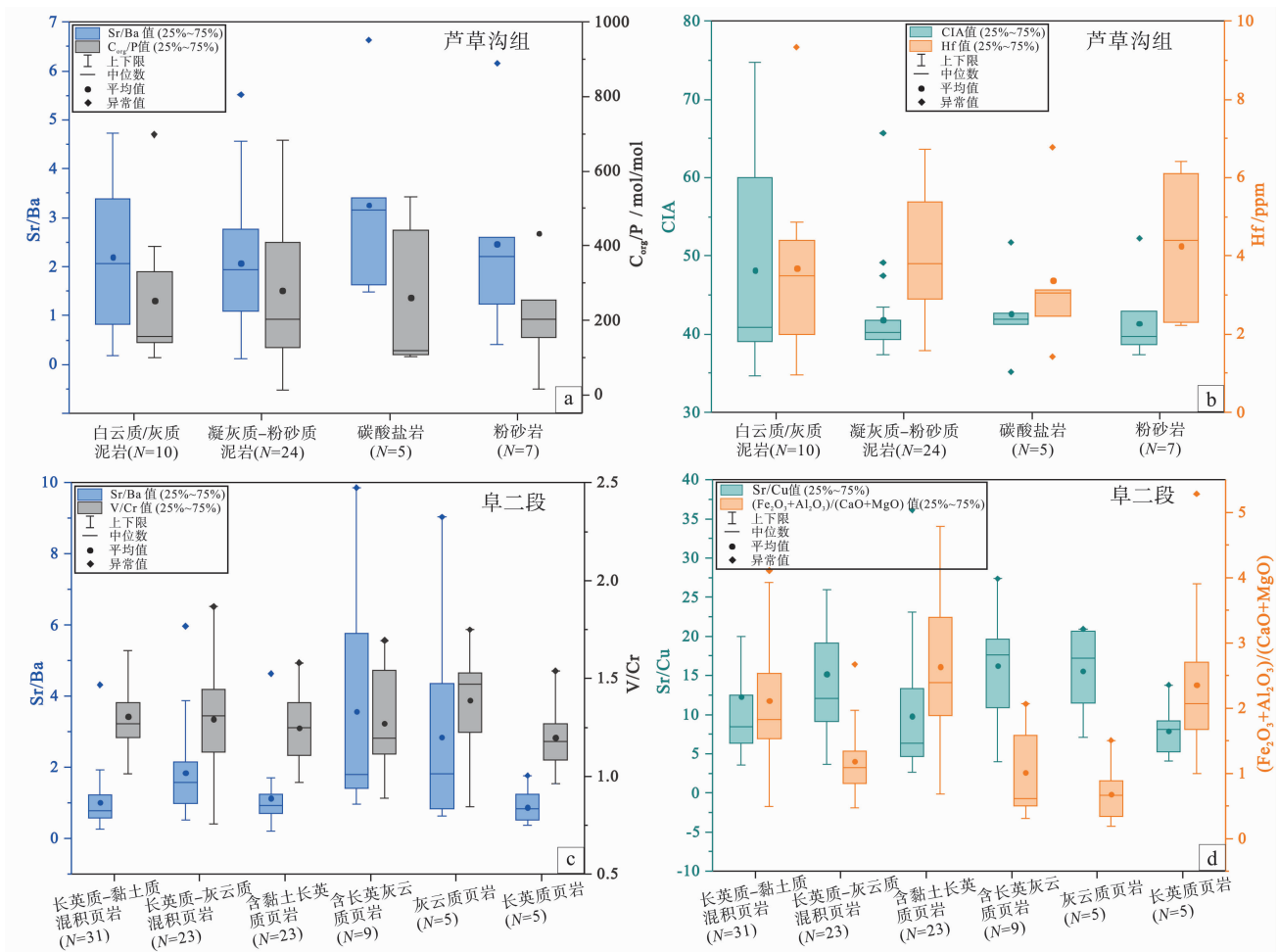
a—芦草沟组 4 类岩相的 TOC 值及 S_1 值的箱型图比较；b—芦草沟组 4 类岩相的氢指数 (HI 值) 及页岩油潜力 (OSI 值) 的箱型图比较；c—阜二段 6 类岩相的 TOC 值及 S_1 值的箱型图比较；d—阜二段 6 类岩相的氢指数 (HI 值) 及页岩油潜力 (OSI 值) 的箱型图比较 (注: N =样品数量)

图 4 吉木萨尔凹陷芦草沟组和高邮凹陷阜二段的生烃潜力及含油性箱型图

Fig. 4 Box pattern diagram of hydrocarbon generation potential and oil content proxies in the Lucaogou Formation in Jimusar sag and the Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag

>10.0 时分别对应暖湿条件、半干湿条件和干热条件 (Sawyer, 1986; Zeng *et al.*, 2023)。惰性元素 Hf 的含量多被用作陆源输入贡献的指标 (Li *et al.*, 2017), 主要存在于粗粉砂或极细粒砂中, 而且几乎只存在于锆石中, 较高的 Hf 和 Zr 值表示陆源碎屑流入较高 (Wu *et al.*, 2022)。此外, 受陆源碎屑输入影响较强的区域 Fe_2O_3 和 Al_2O_3 含量较高, 而生物化学沉淀作用较强的区域 CaO 和 MgO 含量较高, 因此 $(Fe_2O_3 + Al_2O_3) / (CaO + MgO)$ 值可反映湖盆陆源碎屑沉积和生物化学沉积的相对强度, $(Fe_2O_3 + Al_2O_3) / (CaO + MgO) > 1$ 且值越高时, 沉积越受陆源碎屑控制 (赵贤正等, 2018; Wei *et al.*, 2021)。

芦草沟组 4 类岩相发育的古环境条件存在明显差异 (图 5), 白云质/灰质泥岩和碳酸盐岩沉积水体盐度 (Sr/Ba 值) 较高, 碳酸盐岩沉积水体相对更偏氧化环境 (C_{org}/P 平均值最低), 但波动范围最大 (图 5-a)。这是因为碳酸盐矿物多形成于温暖、清澈、动荡的浅水环境, 碳酸盐云坪和生物碎屑颗粒滩等提供了 Mg^{2+} 、 Ca^{2+} 离子, 浅水环境下较强的湖泊蒸发作用使得盐度升高, 但比深水沉积环境下发育的泥岩沉积水体循环强烈, 与大气接触使得含氧量更高 (Turner *et al.*, 1987), 动荡水体可能是造成碳酸盐岩氧化还原波动范围较大的原因 (图 5-a)。芦草沟组大部分岩相的化学风化强度 CIA 值波动范围较小 (图 5-b), 这可能是晚古生代



a—4类岩相沉积水体盐度 (Sr/Ba 值) 及氧化还原条件 (C_{org}/P 值) 的箱型图比较; b—4类岩相发育时期的古气候 (CIA 值) 及陆源碎屑输入 (Hf 值) 的箱型图比较; c—6类岩相沉积水体盐度 (Sr/Ba 值) 及氧化还原条件 (V/Cr 值) 的箱型图比较; d—6类岩相发育时期的古气候 (Sr/Cu 值) 及陆源碎屑输入 ($(Fe_2O_3+Al_2O_3)/(CaO+MgO)$ 值) 的箱型图比较 (注: N =样品数量)

图 5 吉木萨尔凹陷芦草沟组和高邮凹陷阜二段沉积环境指标箱型图

Fig. 5 Box pattern diagram of palaeoenvironment proxies in the Lucaogou Formation in Jimusar sag and the Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag

冰期背景下湖泊整体上较寒冷干旱所致 (Xia *et al.*, 2023), 仅白云质/灰质泥岩的 CIA 值波动范围明显较大, 可能是因为碳酸盐具有多种成因, 干旱和强蒸发气候条件下的毛细管浓缩白云化作用、湿润和大气降水淋滤较强条件下形成的回流渗透白云岩化、混合白云化作用、调整白云岩化作用等都有可能形成白云石 (Al-Aasm and Packard, 2000), 也与其盐度波动范围最大相对应 (图 5-a)。此外, 火山活动导致的大气 CO_2 浓度的增加以及平均水温的升高也可能导致碳酸盐含量增高 (Huber *et al.*, 2018), 在多种气候条件下, 白云质/灰质泥岩均可发育。受陆源碎屑影响最大 (Hf 含量最高) 的 2 类岩相为粉砂岩和凝灰质/粉砂质泥岩

(图 5-b), 二者沉积环境盐度也最低, 其中粉砂岩沉积水体含氧程度为 4 类岩相中最高 (图 5-a), 可见水体交换频繁, 有机质保存条件相对较差, 陆源碎屑带来了大量长英质矿物, 因此有机质被稀释, 导致其含量降低, 缺乏大量生烃的能力, 但其较高的储集能力值得关注。

阜二段 6 类岩相发育的古环境和气候条件也存在一定差异 (图 5-c, 5-d), 整体上, 不同岩相发育环境均为咸化水体、偏含氧的环境 (Sr/Ba 值几乎均大于 0.6, V/Cr 值均小于 2), 其中, 含长英灰云质页岩、灰云质页岩发育的水体环境盐度最高 (Sr/Ba 平均值大于 1, 最大值大于 4)、还原性最强 (V/Cr 值较多超过 4.25) (图 5-c)。从矿物组

分来看,灰云质含量较高的页岩沉积水体盐度最高、最偏还原,黏土质和长英质含量较高的页岩发育的环境盐度相对较低,为弱还原—弱氧化环境,且氧化还原状态的波动范围不大,水体还原程度整体上灰云>黏土≈长英。古气候指标表明,不同岩相沉积时期整体上均为温暖湿润气候($Sr/Cu < 10$),相对而言,含长英灰云质页岩、灰云质页岩沉积环境最干旱(Sr/Cu 值大多超过10)(图5-d),与碳酸盐浅水环境对应,干旱气候下蒸发作用较强。而长英质和黏土质含量较高的页岩发育于较为温暖湿润的环境,即长英≈黏土>灰云,这是因为暖湿气候下大气降水、地表淋滤作用增强,携带大量陆源碎屑物质进入湖盆。陆源碎屑输入指标也明显可以看出,含黏土长英质页岩、长英质-黏土质混积页岩受陆源碎屑输入影响最强(图5-d),即灰云<长英≈黏土。总之,高邮凹陷阜二段页岩混积特征明显,不同岩相发育环境存在过渡和频繁波动变化,仅按照岩相中主要矿物端元类型来分类对比时,才可比较出明显差异。

3.3 不同岩相的初级生产力水平对比

营养元素 Ni、Cu、Zn、P 的富集程度即自生含量(非陆源)常用来表征水体初级生产力水平,计算公式为: $X_{auth/org/excess} = X_{sample} - X_{sample} \times (X/Al)_{PAAS}$, 其中,元素 $(X/Al)_{PAAS}$ 表示常用的参考物质后太古代澳大利亚平均页岩 PAAS 中元素 X 相对于 Al 含量的标准值(Tribovillard *et al.*, 2006; Xiao *et al.*, 2023)。整体来看,芦苇沟组 2 类泥岩的生产力水平明显高于碳酸盐岩、粉砂岩,其中,凝灰质/粉砂质泥岩的生产力水平最高,可能是由于凝灰质为明显的火山碎屑组分,火山喷发带来的营养元素可能促进了水体藻类勃发,为高初级生产力提供了条件。其次为白云质/灰质泥岩,尤其是二者的 Cu_{auth} 、 Zn_{auth} 平均值和最大值都明显高于碳酸盐岩和粉砂岩(图6-a)。4 类岩相的生产力指标 P_{org} 的特征与其他指标略有差异,凝灰质/粉砂质泥岩的 P_{org} 平均值最大,但其他 3 类岩相的 P_{org} 值分布特征差别并不明显(图6-a),造成这种现象的一个可能原因是沉积后成岩作用阶段 P 元素的再迁移作用,沉积物中的 P 可以在硫化—缺氧条件下溶解到孔隙水中,并从沉积物中向上扩散,最终返回到水体中(Benitez-Nelson, 2000;

Tribovillard *et al.*, 2006)。Benitez-Nelson (2000) 研究发现,高达 99% 的有机磷可能在缺氧(硫化物存在)条件下随着有机物的腐烂而释放出来,然后回到水柱中。因此,即使沉积过程中初级生产力较高,但在底栖环境缺氧的条件下, P 不一定在沉积物中富集(Tribovillard *et al.*, 2006)。但通过多个生产力指标的综合分析可以看出,芦苇沟组凝灰质/粉砂质泥岩和白云质/灰质泥岩沉积时期的初级生产力水平是明显高于碳酸盐岩和粉砂岩的(图6-a),高生产力、优良保存条件使得 2 类泥岩的 TOC 值显著高于碳酸盐岩和粉砂岩,成为芦苇沟组优质烃源岩,为页岩油大量生成提供了物质基础。

Al 和 Ti 作为陆源碎屑输入的典型元素,通常会稀释海洋和湖泊环境中浮游生物重要营养元素的绝对含量, Cu/Al 值(以及 Cu/Ti 、 P/Al 、 P/Ti) 消除了陆源碎屑的影响,也是评价初级生产力的有效指标(Tribovillard *et al.*, 2006; Zeng *et al.*, 2023)。高邮凹陷阜二段 6 类岩相的生产力水平整体均较高,但也表现出一定差异(图6-b),灰云质页岩、含长英灰云质页岩最高;其次为长英质-灰云质混积页岩、含黏土长英质页岩、长英质页岩、长英质-灰云质混积页岩。从矿物组分来看,灰云>长英≈黏土,可能因为温暖干燥的气候有利于碳酸钙过饱和,促进碳酸盐矿物沉淀,且水体深度适中,阳光直达促进营养盐循环补充,常常能引发藻类勃发,从而具有较高的初级生产力,且灰云质页岩发育于还原程度最高的低能环境(图5-c),促进沉积物和有机质保存埋藏。

4 古环境对不同岩相生烃潜力的影响

为进一步分析不同岩相生烃潜力与形成环境之间的联系,验证古环境条件对有机质聚集和烃源岩发育的影响,进一步对芦苇沟组 4 类岩相和阜二段 6 类岩相的 TOC 含量、氢指数与古环境指标进行相关性分析,部分呈现出较为明显的规律性(图7;图8;图9)。

4.1 芦苇沟组不同岩相形成环境对生烃潜力的影响

Cu/Zn 值也常用来评价湖泊氧化还原条件的变化,水体还原程度越高, Cu/Zn 值越大(Tribo-

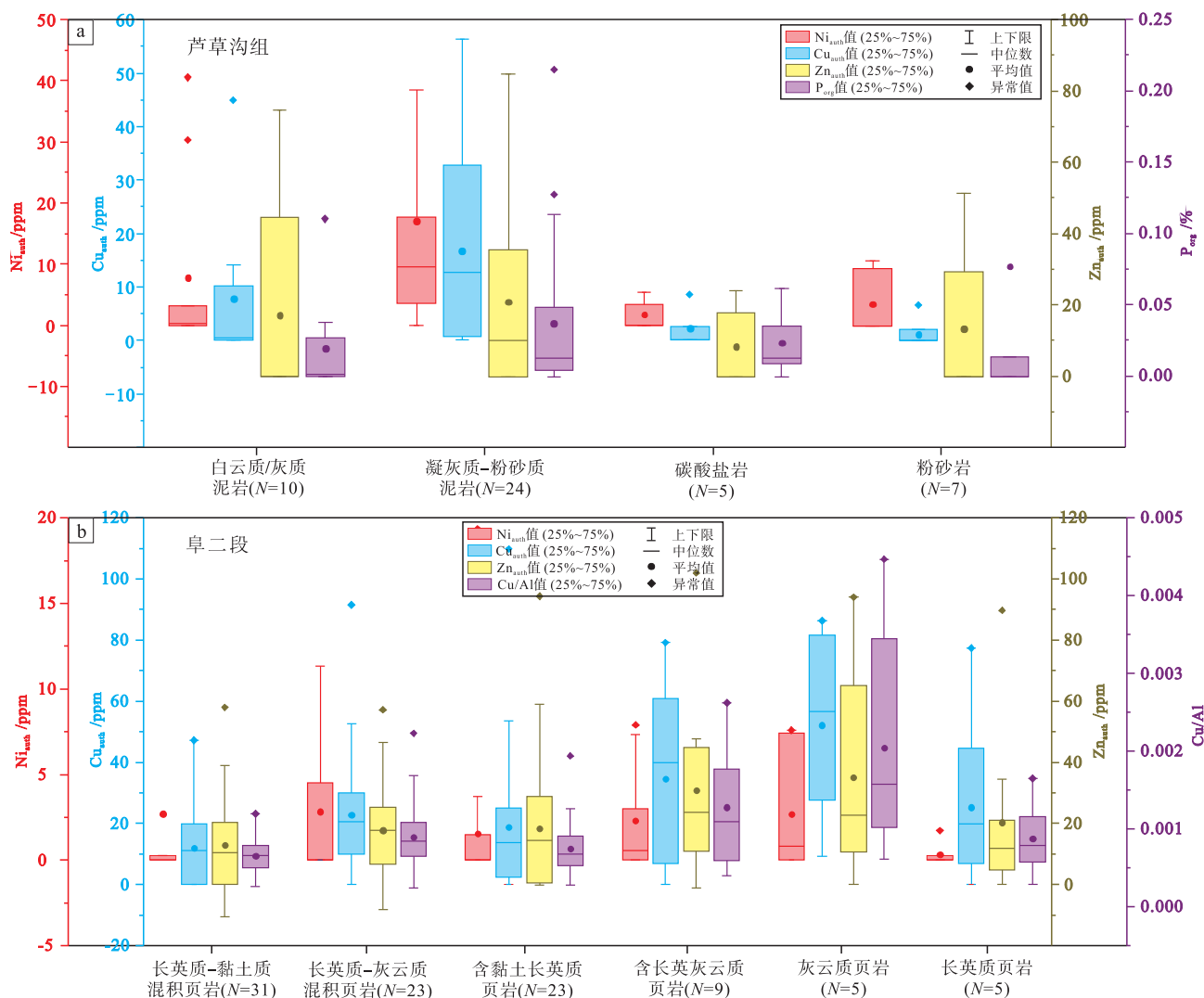
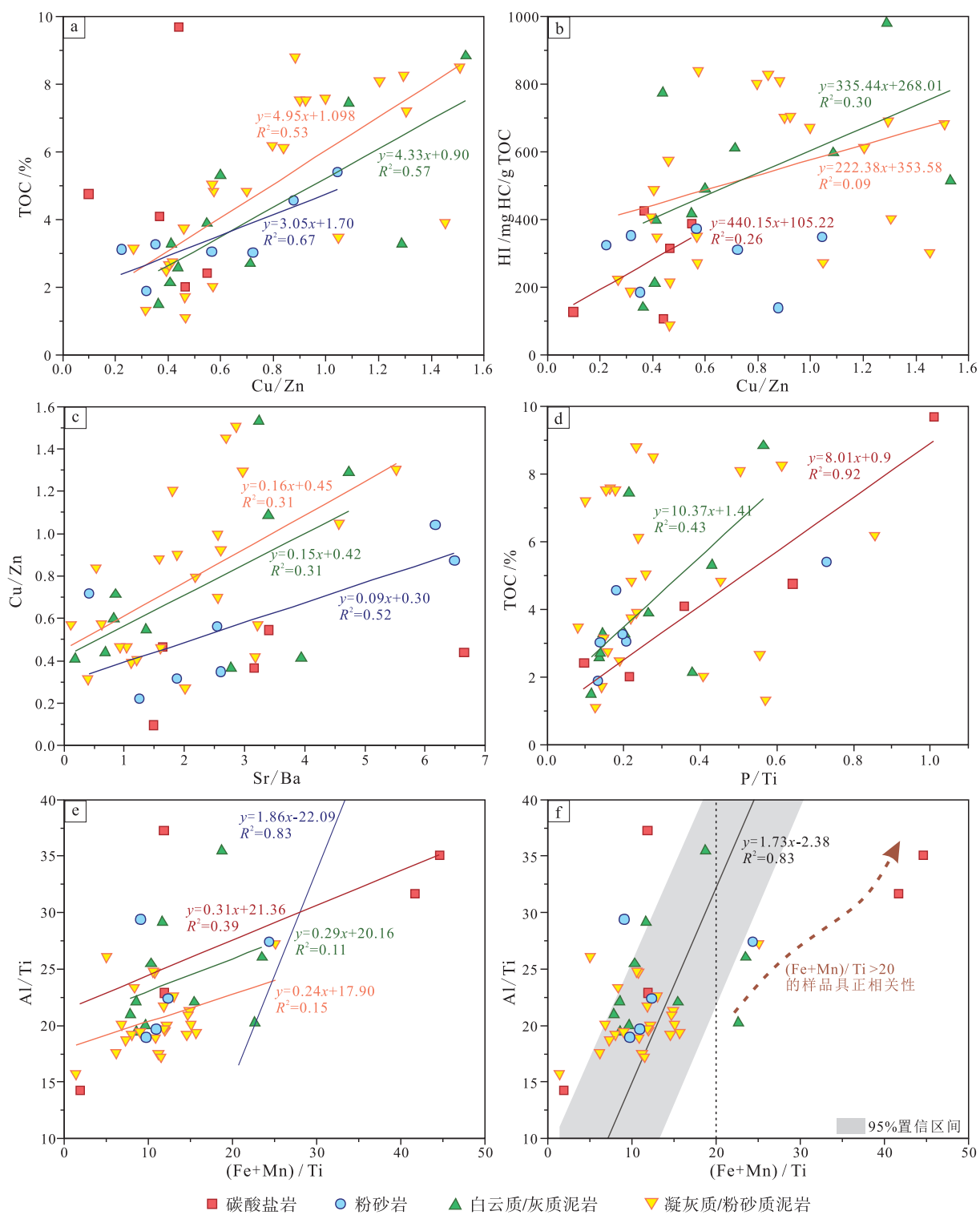
图 6 吉木萨尔凹陷芦草沟组和高邮凹陷阜二段发育时生产力水平箱型图 (注: N =样品数量)

Fig. 6 Box pattern diagram of palaeoproductivity proxies of the Lucaogou Formation in Jimusar sag and the Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag

villard *et al.*, 2006; Zeng *et al.*, 2015)。芦草沟组不同岩相沉积时期的水体还原程度均与 TOC 含量和氢指数呈现出不同程度的正相关性 (图 7-a, 7-b), 表明良好的保存条件有利于有机质在沉积物中的富集。不同岩相发育时期的水体盐度与还原程度也呈现出一定的正相关关系 (图 7-c), 高盐度更容易造成水柱的盐度分层, 使水柱底部成为强还原性厌氧环境, 有利于有机物的保存 (Martins *et al.*, 2020)。

对不同岩相的初级生产力水平分析发现, 碳酸盐岩、白云质/灰质泥岩的 P/Ti 值与 TOC 值有较好的正相关关系, 剩下 2 种岩相的 P/Ti 值与 TOC 值并无明显正相关关系 (图 7-d), 可见凝灰质/粉

砂质泥岩作为烃源岩而言, 良好的保存条件可能比生产力水平对其有机质的富集程度影响更大; 碳酸盐岩、白云质/灰质泥岩的碳酸盐含量较高, 表层水体循环和大气氧含量波动较强, 有机质富集对保存条件变化不敏感, 生产力水平是其中有机质富集的主控因素, 而凝灰质/粉砂质泥岩和粉砂岩中陆源碎屑含量较高 (图 7-b), 稀释并影响了有机质聚集。除了 Ni、Cu、Zn、P 等营养元素外, 水体初级生产力也可使用 Al/Ti 值评估, 这是因为水体中的生物组分可以去除溶解的铝 (Murray and Leinen, 1996; Li *et al.*, 2022)。芦草沟组热液活动强度对 4 类岩相沉积时的初级生产力水平分别有一定的促进作用 (图 7-e)。将 4 类岩相整体来看,



a—4类岩相沉积时水体氧化还原条件 (Cu/Zn 值) 与有机质丰度 (TOC 值) 的关系; b—4类岩相沉积时水体氧化还原条件 (Cu/Zn 值) 与氢指数 (HI 值) 的关系; c—4类岩相沉积时水体盐度 (Sr/Ba 值) 与氧化还原程度 (Cu/Zn 值) 的关系; d—4类岩相沉积时生产力水平 (P/Ti 值) 与有机质丰度 (TOC 值) 的关系; e—4类岩相沉积时热液活动强度 ((Fe+Mn)/Ti 值) 与生产力水平 (Al/Ti 值) 的关系; f—所有岩相沉积时热液活动强度 ((Fe+Mn)/Ti 值) 与生产力水平 (Al/Ti 值) 的整体关系

图 7 吉木萨尔凹陷芦草沟组 4 类主要岩相的古环境与生油潜力相关性分析

Fig. 7 Correlation between palaeoenvironment proxies and oil generation potential of four main lithofacies in the Lucaogou Formation, Jimusar sag

热液活动指标 ($\text{Fe}+\text{Mn}/\text{Ti}$ 值与生产力水平 Al/Ti 值的正相关关系更明显, R^2 已达到 0.83 (图 7-f), 且 ($\text{Fe}+\text{Mn}/\text{Ti}>20$ 时, 不同岩相的生产力水平与热液活动强度表现出较为明显的正相关关系。由此可说明, 芦苇沟组沉积期, 火山热液活动携带的大量元素快速释放, 丰富的营养物质促进了藻类等生物繁盛, 促进了生产力提高, 缺氧环境和较弱的风化作用进一步保证了有机质的富集埋藏。

综上所述, 芦苇沟组 4 类主要岩相中, 凝灰质/粉砂质泥岩和白云质/灰质泥岩的生产力水平最高, 保存条件也较好, 有机质大量聚集, 使得二者成为优质烃源岩, TOC 含量和氢指数较高; 碳酸盐岩沉积水体盐度也较高, 但水体循环较强, 粉砂岩受陆源碎屑输入的影响最大, 二者由于碳酸盐和长英质矿物含量高, 溶蚀孔和矿物粒间孔较为发育 (Wu *et al.*, 2021), TOC 含量相对较低, 但储集物性更好。沉积环境频繁变化导致芦苇沟组多源混合细粒沉积体系中发育不同的岩相类型, 泥岩类为页岩油生成提供了物质基础, 碳酸盐岩和粉砂岩为页岩油赋存富集提供了保障。

4.2 阜二段不同岩相形成环境对生烃潜力的影响

整体上 HY1 井阜二段混积页岩在暖湿气候下的咸水环境中沉积, 不同岩相均表现出陆源碎屑输入与盐度成反比 (图 8-a)、陆源碎屑输入与暖湿气候成正比 (图 8-b)、暖湿气候与盐度成反比的良好趋势 (图 8-c), 这是因为咸化湖盆陆源输入以地表径流为主, 降低了湖水盐度。当气候越温暖湿润时, 大气降水频繁、陆源输入多, 湖水盐度降低, 气候干旱时反之。所有岩相均表现出这一趋势, 证明指标的可靠性。

进一步分析环境对不同岩相有机质富集及生烃潜力的控制机制, 高邮凹陷阜二段 6 种主要岩相整体上形成于弱氧化—弱还原环境, 长英质-黏土质混积页岩、含黏土长英质页岩、长英质页岩的 TOC 含量与还原程度正相关 (图 9-a), 证明长英质、黏土质含量较高的页岩有机质聚集受到良好保存条件的控制, 黏土矿物具有较大的比表面积和表面电荷, 能有效吸附有机质, 形成有机质-黏土复合体, 这极大地增强了有机质的抗降解能力 (付茜等, 2020), 同时黏土矿物有助于形成低渗透性

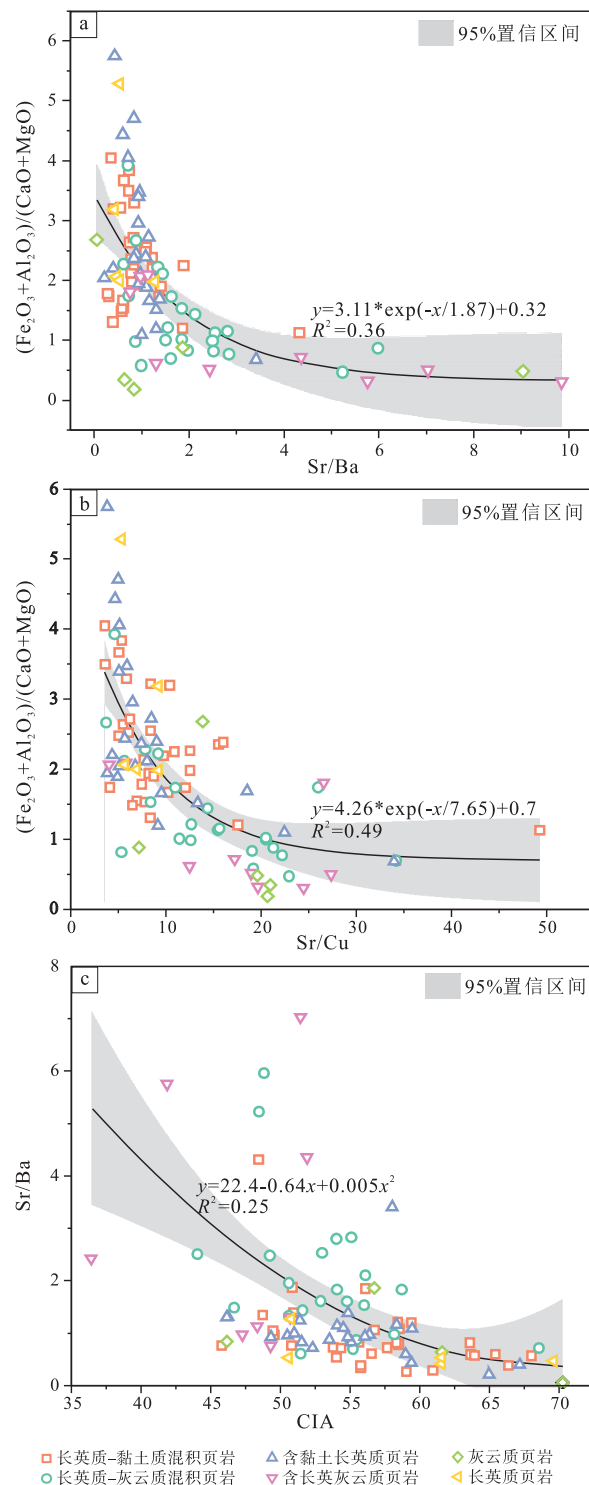
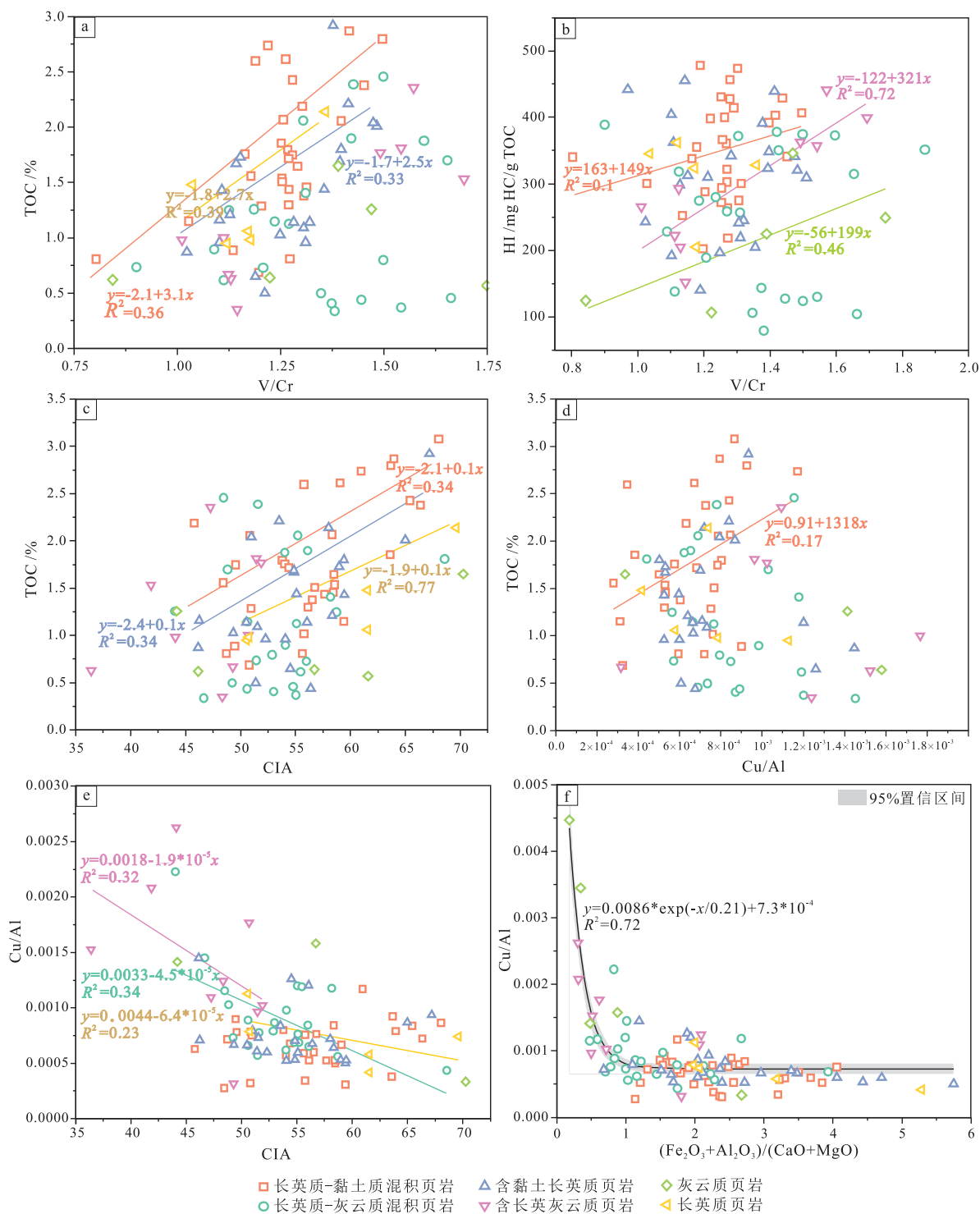


图 8 高邮凹陷阜二段混合细粒沉积体系页岩古环境、古气候、陆源输入相关性分析

Fig. 8 Correlation between palaeoenvironment, palaeoclimate, and terrestrial input proxies of six main lithofacies in the Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag



a—6类岩相沉积时水体氧化还原条件 (V/Cr 值) 与有机质丰度 (TOC 值) 的关系; b—6类岩相沉积时水体氧化还原条件 (V/Cr 值) 与氢指数 (HI 值) 的关系; c—6类岩相沉积时古气候 (CIA 值) 与有机质丰度 (TOC 值) 的关系; d—6类岩相沉积时生产力水平 (Cu/Al 值) 与有机质丰度 (TOC 值) 的关系; e—6类岩相沉积时古气候 (CIA 值) 与生产力水平 (Cu/Al 值) 的关系; f—所有岩相沉积时陆源碎屑输入强度 $((Fe_2O_3 + Al_2O_3) / (CaO + MgO))$ 与生产力水平 (Cu/Al 值) 的整体关系

图 9 高邮凹陷阜二段 6 类主要岩相沉积古环境与生烃潜力的相关性分析

Fig. 9 Correlation between palaeoenvironment proxies and oil generation potential of six main lithofacies in the Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag

的沉积层，阻碍了孔隙水的对流和氧气的扩散，为有机质保存创造了封闭系统。含长英灰云质页岩、灰云质页岩的氢指数 HI 值也与还原程度正相关（图 9-b），可能是因为碳酸盐本身 TOC 背景值较低，但还原性较强的环境抑制了微生物对富氢脂类物质的降解，有助于富氢组分保存（梁新平等，2025）。同时，强化学风化与长英质-黏土质混积页岩、含黏土长英质页岩、长英质页岩的 TOC 含量也具有正相关关系（图 9-c），表明暖湿气候下生物繁盛，地表径流增加造成咸化湖盆水体分层更明显，底层缺氧抑制有机质分解，降水量增大导致沉积物快速堆积，有机质被迅速覆盖，减少氧化分解，因此暖湿气候一定程度上驱动长英质、黏土质含量较高的页岩有机质聚集。

从生产力水平来看，长英质-黏土质混积页岩生产力增高利于其有机质富集，但其他岩相不明显（图 9-d），表明长英质-黏土质混积页岩受到高初级生产力和优良保存条件共同控制，使得它成为阜二段 TOC 含量最高、生烃潜力最佳的岩相类型（图 4-a）。而以长英质组分主导的页岩陆源碎屑输入速率相对而言较高，生产力提升造成的有机质富集效应不明显，其有机质富集主要受控于优良保存条件；而对于灰云质含量占主导的页岩，由于碳酸盐矿物的沉淀速率较快，即使生产力增高产生更多有机质，也易被同时大量形成的方解石、白云石等矿物稀释，导致 TOC 含量并没有显著提升，但是这些环境下产生的有机质通常是富氢的藻类，其优良的保存条件对有机质聚集具有明显积极响应（图 9-b）。化学风化指标表明，暖湿气候下所有岩相的生产力反而降低（图 9-e），可能与阜二段沉积时期对应的全球极热事件（PETM 事件，~59-50 Ma）有关（Liu *et al.*, 2024a），高温高湿环境加速化学风化，随着大气降水、地表径流增加，陆源碎屑输入增加，生产者也未能适应极端环境，陆源的强烈稀释导致生产力初期快速降低，适应后逐渐恢复，随后气候变暖、陆源输入增强对生产力的副作用便不明显，生产力水平趋于稳定（图 9-e, 9-f）。

综合上述，与芦苇沟组 4 类主要岩相比，阜二段 6 类主要岩相形成环境对有机质富集的控制因素响应机制更为复杂，与其复杂气候背景下源储共生、混积页岩更发育的沉积特征密切相关。TOC 含量最高的长英质-黏土质混积页岩受高生产力、

良好保存条件共同控制，长英质和灰云质含量较高的页岩中有机质富集主要受良好保存条件所控。

5 咸化湖盆混合细粒沉积体系成烃环境对比

吉木萨尔凹陷芦苇沟组和高邮凹陷阜二段不同岩相构成不同的混合细粒沉积体系，其有机质来源和聚集机制存在明显差异性，进一步影响了烃源岩的发育模式。基于前述分析，根据有机质聚集环境的不同，分别重建了芦苇沟组和阜二段古环境和烃源岩发育模式示意图（图 10）。芦苇沟组整体上为晚古生代冰期背景下较寒冷干旱咸化水体环境，烃源岩发育受控于“咸化深水保存—淡化浅水生产力”复合模式，较深水环境中发育的泥岩类生烃潜力最好，有机质保存条件优良，碳酸盐岩和粉砂岩为优质甜点岩相，发育于生产力较高的浅水环境。整体沉积相带存在突变，具颗粒滩等高能碳酸盐沉积微相，不同岩相沉积物质基础差异大，形成夹层/互层型页岩油（图 10-a）。阜二段页岩混合沉积体系整体表现为“咸化浅水保存—淡化深水生产力”复合模式，长英质-黏土质混积页岩、含黏土长英质页岩生烃潜力最好，发育于相对淡化的深水环境，有机质富集受高生产力和良好保存条件共同控制，生产力较高的含长英灰云质页岩、灰云质页岩发育于相对温暖的咸化浅水环境，有机质富集受良好保存条件控制，整体上阜二段页岩沉积于全球极热事件背景下温暖湿润的咸化水体环境，沉积相带表现为渐变，碳酸盐、黏土质、长英质矿物此消彼长，交替活跃，形成环中有带、层层叠置的源储共生混积型页岩油（图 10-b）。相比而言，吉木萨尔凹陷芦苇沟组沉积于整体较寒冷干旱的环境下，蒸发浓缩效应更有利于内源碳酸盐的沉淀；因更高的盐度形成了较强的水体分层和更稳定的化学跃层，有利于还原环境的持久维持。高邮凹陷阜二段沉积期在温湿气候下，较强的地表径流导致了更多长英质碎屑输入；因相对更频繁的咸、淡水交替，其有机质富集可能更多依赖于高初级生产力而非安静、稳定的水体环境。

6 结论与展望

1) 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组与苏北

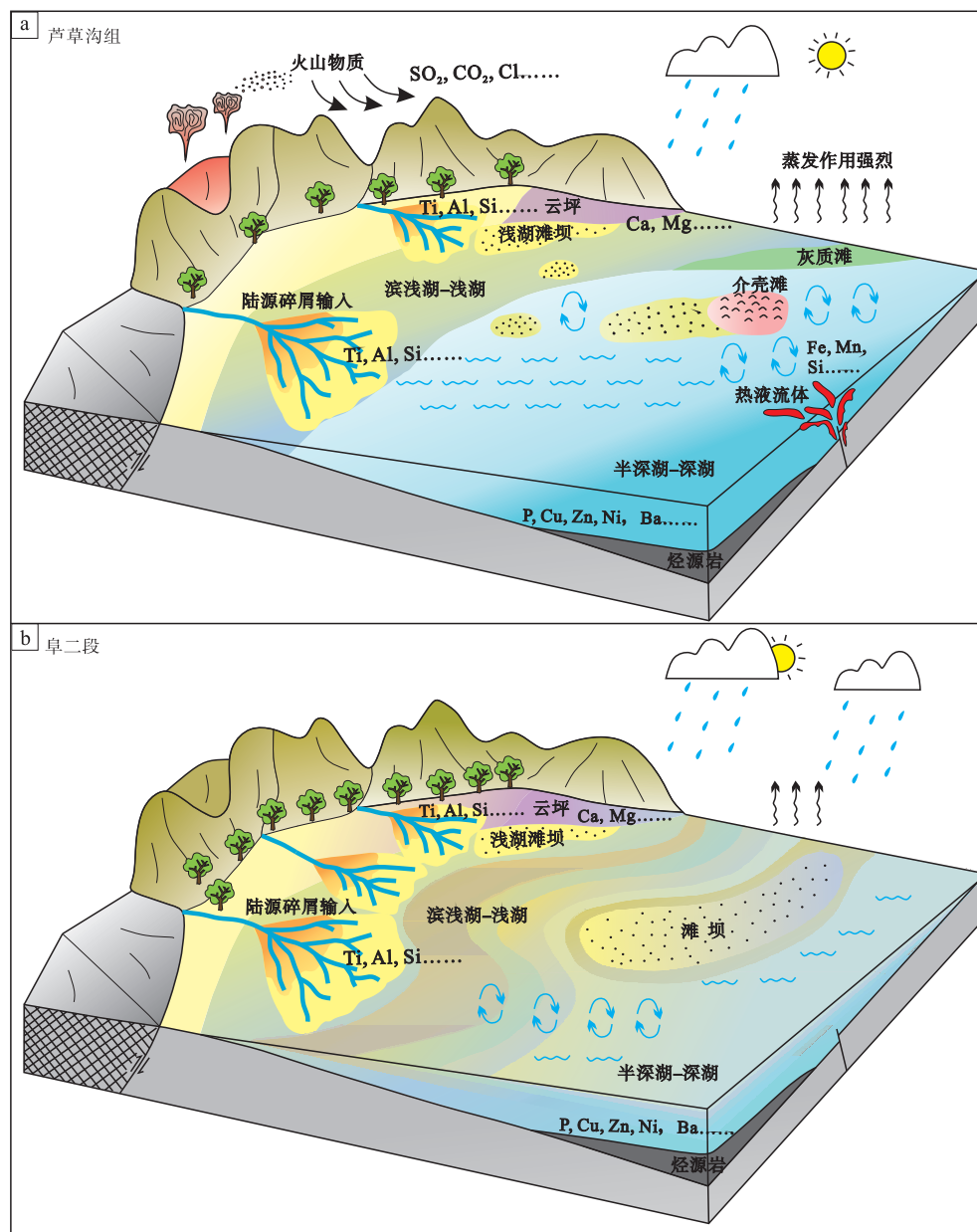


图 10 吉木萨尔凹陷芦草沟组 (a) 和高邮凹陷阜二段 (b) 混合细粒沉积环境及烃源岩发育模式示意

Fig. 10 Palaeolimnological and hydrocarbon source rock models showing the lake hydrological conditions and depositional processes for the Lucaogou Formation in Jimusar sag (a) and the Member 2 of Funing Formation in Gaoyou sag (b)

盆地高邮凹陷阜宁组二段页岩油均为咸化细粒混积体系, 但烃源岩沉积环境及发育模式差别大, 形成不同类型页岩油甜点。芦草沟组沉积于晚古生代冰期背景下的寒冷干旱环境, 热液活动促进其高生产力, 形成夹层/互层型沉积; 其优质烃源岩 (泥岩类) 与甜点 (粉砂岩、碳酸盐岩) 因深水与浅水环境不同而源储分离。相较而言, 阜二段沉积于全球极热事件背景下的温暖湿润环境, 以渐变叠置的纹层状混积页岩为特征, 各类页岩兼具生烃与储集

能力, 有机质富集受高生产力与良好保存条件差异控制。

2) 对于生产实践而言, 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组混积体系中物性较好的碳酸盐岩、粉砂岩夹层较发育, 脆性矿物含量高、储集性能好, 是理想的夹层型甜点, 勘探开发中应重点关注碳酸盐岩与粉砂岩夹层/互层型甜点的识别与评价, 可加强高分辨率层序地层与岩相组合分析, 实现甜点段的精准预测。而苏北盆地高邮凹陷阜二段宜开展

混积页岩整体评价，特别是纹层状长英质-黏土质混积页岩、层状含黏土长英质页岩，二者虽生烃潜力高，但塑性较强，需结合工程改造与原位转化技术提升开发效果，在勘探选区中，应注重沉积相带渐变背景下岩相组合与保存条件的综合评价。

3) 本研究主要强调咸化湖盆动态环境驱动下的细粒混积体系中岩相类型差异发育特征，实际上，受样品数量与分布范围限制，所建立模式在区域推广时需结合更多钻井资料验证，地球化学指标在复杂成岩过程中可能受后期改造影响，存在一定多解性，需多种手段综合判识。咸化湖盆页岩油富集机理与产能控制因素十分复杂，构造热液活动等外源因素、有机质埋藏之后的成烃-成储过程等，都可能对页岩油富集产生正向或负向作用，未来需结合多尺度、多手段综合研究，在不同岩相差异沉积成因基础上，进一步揭示咸化湖盆页岩油差异成烃-富集机理，这也是领域未来值得深入研究的重要方向。

参考文献 (References)

- 白龙辉,柳波,迟亚奥,李士超,闻迅. 2021. 二维核磁共振技术表征页岩所含流体特征的应用:以松辽盆地青山口组富有机质页岩为例. 石油与天然气地质,42(6): 1389-1400. [Bai L H, Liu B, Chi Y A, Li S C, Wen X. 2021. Application of two-dimensional nuclear magnetic resonance (NMR) technology in characterizing fluid characteristics in shale: a case study of organic-rich shale in the Qingshankou Formation, Songliao Basin. Oil & Gas Geology, 42(6): 1389-1400]
- 曹剑,张瑞杰,支东明,唐勇,夏刘文,何文军. 2025. 碱湖烃源岩有机-无机相互作用与控烃机理. 中国科学: 地球科学,55(5): 1619-1641. [Cao J, Zhang R J, Zhi D M, Tang Y, Xia L W, He W J. 2025. Unique bimodal oil generation of alkaline-saline lacustrine source rock: evidences, model and mechanism of organic-inorganic interactions. Scientia Sinica Terrae, 55(5): 1619-1641]
- 段宏亮,孙雅雄,杨保良. 2024. 苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组二段页岩油富集主控因素. 石油实验地质,46(3): 441-450. [Duan H L, Sun Y X, Yang B L. 2024. Main controlling factors of shale oil enrichment in second member of Paleogene Funing Formation in Gaoyou sag of Subei Basin. Petroleum Geology & Experiment, 46(3): 441-450]
- 付茜,刘启东,刘世丽,段宏亮. 2020. 苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组二段页岩油成藏条件分析. 石油实验地质,42(4): 625-631. [Fu Q, Liu Q D, Liu S L, Duan H L. 2020. Shale oil accumulation conditions in the second member of Paleogene Funing Formation, Gaoyou sag, Subei Basin. Petroleum Geology & Experiment, 42(4): 625-631]
- 郭旭升,马晓潇,黎茂稳,钱门辉,胡宗全. 2023. 陆相页岩油富集机理探讨. 石油与天然气地质,44(6): 1333-1349. [Guo X S, Ma X X, Li M W, Qian M H, Hu Z Q. 2023. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins. Oil & Gas Geology, 44(6): 1333-1349]
- 郭旭升,胡宗全,申宝剑,杜伟,孙川翔,万成祥,王冠平,李敏,王濡岳. 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. [Guo X S, Hu Z Q, Shen B J, Du W, Sun C X, Wan C X, Wang G P, Li M, Wang R Y. 2024. Classification and exploration significance of source-reservoir coupling types of shale oil and gas in China. Acta Petrolei Sinica, 45(11): 1565-1578]
- 郭旭升,申宝剑,王鹏威,卢龙飞,李倩文,王冠平,常佳琦,刘伟新,李楚雄,何晋译. 2025. 基于源-储单元的页岩油气甜点段评价优选新思路. 石油与天然气地质,46(1): 1-14. [Guo X S, Shen B J, Wang P W, Lu L F, Li Q W, Wang G P, Chang J Q, Liu W X, Li C X, He J Y. 2025. A new approach to the evaluation and optimal selection of shale oil and gas sweet-spot intervals based on source rock-reservoir units. Oil & Gas Geology, 46(1): 1-14]
- 胡涛,姜福杰,庞雄奇,刘远,吴冠昀,周阔,肖惠译,姜振学,黎茂稳,蒋恕,黄立良,陈冬霞,孟庆洋. 2024. 页岩油微运移识别、评价及其石油地质意义. 石油勘探与开发,51(1): 114-126. [Hu T, Jiang F J, Pang X Q, Liu Y, Wu G Y, Zhao K, Xiao H Y, Jiang Z X, Li M W, Jiang S, Huang L L, Chen D X, Meng Q Y. 2024. Identification and evaluation of shale oil micro-migration and its petroleum geological significance. Petroleum Exploration and Development, 51(1): 114-126]
- 胡宗全,刘忠宝,李倩文,吴舟凡. 2024. 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. 石油与天然气地质,45(4): 893-909. [Hu Z Q, Liu Z B, Li Q W, Wu Z F. 2024. 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. Oil & Gas Geology, 45(4): 893-909]
- 贾承造,庞雄奇,宋岩. 2021. 论非常规油气成藏机理:油气自封闭作用与分子间作用力. 石油勘探与开发,48(3): 437-452. [Jia C Z, Pang X Q, Song Y. 2021. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: hydrocarbon self-containment and intermolecular forces. Petroleum Exploration and Development, 48(3): 437-452]
- 蒋宜勤,柳益群,杨召,南云,王睿,周鹏,杨焱钧,寇均益,周宁超. 2015. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷凝灰岩型致密油特征与成因. 石油勘探与开发,42(6): 741-749. [Jiang Y Q, Liu Y Q, Yang Z, Nan Y, Wang R, Zhou P, Yang Y J, Kou J Y, Zhou N C. 2015. Characteristics and origin of tuff-type tight oil in Jimusar Depression, Junggar Basin, NW China. Petroleum Exploration and Development, 42(6): 741-749]
- 金之钧,朱如凯,梁新平,沈云琦. 2021. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题. 石油勘探与开发,48(6): 1276-1287. [Jin Z J, Zhu R K, Liang X P, Shen Y Q. 2021. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development.

- Petroleum Exploration and Development, 48(6): 1276–1287]
- 匡立春,唐勇,雷德文,常秋生,欧阳敏,侯连华,刘得光. 2012. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力. 石油勘探与开发, 39(6): 657–667. [Kuang L C, Tang Y, Lei D W, Chang Q S, Ouyang M, Hou L H, Liu D G. 2012. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China. Petroleum Exploration and Development, 39(6): 657–667]
- 黎茂稳,金之钧,董明哲,马晓潇,李志明,蒋启贵,鲍云杰,陶国亮,钱门辉,刘鹏,曹婷婷. 2020. 陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展. 石油实验地质, 42(4): 489–505. [Li M W, Jin Z J, Dong M Z, Ma X X, Li Z M, Jiang Q G, Bao Y J, Tao G L, Qian M H, Liu P, Cao T T. 2020. Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation. Petroleum Geology & Experiment, 42(4): 489–505]
- 黎茂稳,马晓潇,金之钧,李志明,蒋启贵,吴世强,李政,徐祖新. 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): 1–2. [Li M W, Ma X X, Jin Z J, Li Z M, Jiang Q G, Wu S Q, Li Z, Xu Z X. 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): 1–2]
- 梁新平,金之钧,刘全有,朱如凯,张旺,高嘉洪,王淳,张钧翔,王治纲. 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. [Liang X P, Jin Z J, Liu Q Y, Zhu R K, Zhang W, Gao J H, Wang B, Zhang J X, Wang Z G. 2025. Differential enrichment mechanism of organic matter in freshwater and salty alkaline lake basins. Chinese Science Bulletin, 70(2): 262–274]
- 柳波,吕延防,冉清昌,戴春雷,李梅,王猛. 2014. 松辽盆地北部青山口组页岩油形成地质条件及勘探潜力. 石油与天然气地质, 35(2): 280–285. [Liu B, Lü Y F, Ran Q C, Dai C L, Li M, Wang M. 2014. Geological conditions and exploration potential of shale oil in the Qingshankou Formation, northern Songliao Basin. Oil & Gas Geology, 35(2): 280–285]
- 马永生,蔡勋育,赵培荣,胡宗全,刘惠民,高波,王伟庆,李志明,张子麟. 2022. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践. 地质学报, 96(1): 155–171. [Ma Y S, Cai X Y, Zhao P R, Hu Z Q, Liu H M, Gao B, Wang W Q, Li Z M, Zhang Z L. 2022. Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China. Acta Geologica Sinica, 96(1): 155–171]
- 蒲秀刚,董姜畅,柴公权,宋舜尧,时战楠,韩文中,张伟,解德录. 2024. 渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段页岩高丰度有机质富集模式. 石油与天然气地质, 45(3): 696–709. [Pu X G, Dong J C, Chai G Q, Song S Y, Shi Z N, Han W Z, Zhang W, Xie D L. 2024. Enrichment model of high-abundance organic matter in shales in the 2nd member of the Paleogene Kongdian Formation, Cangdong sag, Bohai Bay Basin. Oil & Gas Geology, 45(3): 696–709]
- 孙雅雄,梁兵,邱旭明,段宏亮,付茜,周进峰,刘世丽,仇永峰,胡慧婷,巩磊. 2024. 苏北盆地高邮凹陷阜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. 地质前缘, 31(5): 61–74. [Sun Y X, Liang B, Qiu X M, Duan H L, Fu Q, Zhou J F, Liu S L, Qiu Y F, Hu H T, Gong L. 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, 31(5): 61–74]
- 唐勇,何文军,姜懿洋,费李莹,单祥,赵毅,郑孟林,曹剑,秦志军,杨森,王然,朱涛,高岗. 2023. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相页岩油气富集条件与勘探方向. 石油学报, 44(1): 125–143. [Tang Y, He W J, Jiang Y Y, Fei L Y, Shan X, Zhao Y, Zheng M L, Cao J, Qin Z J, Yang S, Wang R, Zhu T, Gao G. 2023. Enrichment conditions and exploration direction of Permian saline lacustrine shale oil and gas in Junggar Basin. Acta Petrolei Sinica, 44(1): 125–143]
- 张宸嘉,曹剑,王俞策,支东明,向宝力,李二庭. 2022. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油富集规律. 石油学报, 43(9): 1253–1268. [Zhang C J, Cao J, Wang Y C, Zhi D M, Xiang B L, Li E T. 2022. Enrichment law of shale oil of Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin. Acta Petrolei Sinica, 43(9): 1253–1268]
- 张君峰,徐兴友,白静,刘卫彬,陈珊,刘畅,李耀华. 2020. 松辽盆地南部白垩系青一段深湖相页岩油富集模式及勘探实践. 石油勘探与开发, 47(4): 637–652. [Zhang J F, Xu X Y, Bai J, Liu W B, Chen S, Liu C, Li Y H. 2020. Enrichment and exploration of deep lacustrine shale oil in the first Member of Cretaceous Qingshankou Formation, southern Songliao Basin, NE China. Petroleum Exploration and Development, 47(4): 637–652]
- 张少敏,操应长,朱如凯,扈克来,王健,朱宁,户瑞宁. 2018. 湖相细粒混合沉积岩岩石类型划分: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例. 地质前缘, 25(4): 198–209. [Zhang S M, Cao Y C, Zhu R K, Xi K L, Wang J, Zhu N, Hu R N. 2018. Lithofacies classification of fine-grained mixed sedimentary rocks in the Permian Lucaogou Formation, Jimusar sag, Junggar Basin. Earth Science Frontiers, 25(4): 198–209]
- 赵文智,卞从胜,李永新,张金友,何坤,刘伟,张斌,雷征东,刘畅,张婧雅,关铭,刘诗局. 2023. 陆相页岩油可动烃富集因素与古龙页岩油勘探潜力评价. 石油勘探与开发, 50(3): 455–467. [Zhao W Z, Bian C S, Li Y X, Zhang J Y, He K, Liu W, Zhang B, Lei Z D, Liu C, Zhang J Y, Guan M, Liu S J. 2023. Enrichment factors of movable hydrocarbons in lacustrine shale oil and exploration potential of shale oil in Gulong sag, Songliao Basin, NE China. Petroleum Exploration and Development, 50(3): 455–467]
- 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,金凤鸣,姜文亚,肖敦清,韩文中,时战楠. 2018. 断陷盆地洼槽聚油理论的发展与勘探实践: 以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例. 石油勘探与开发, 45(6): 1092–1102. [Zhao X Z, Zhou L H, Pu X G, Jin F M, Jiang W Y, Xiao D Q, Han W Z, Shi Z N. 2018. Development and exploration practice of the concept of hydrocarbon accumulation in rifted-basin troughs: a case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin. Petroleum Exploration and Development, 45(6): 1092–1102]
- 支东明,唐勇,杨智峰,郭旭光,郑孟林,万敏,黄立良. 2019. 准噶尔

- 盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理. 石油与天然气地质, 40(3): 524–534. [Zhi D M, Tang Y, Yang Z F, Guo X G, Zheng M L, Wan M, Huang L L. 2019. Enrichment model of high-abundance organic matter in shales in the 2nd member of the Paleogene Kongdian Formation, Cangdong sag, Bohai Bay Basin. Oil & Gas Geology, 40(3): 524–534]
- 朱如凯, 张婧雅, 李梦莹, 蔡毅, 吴松涛, 刘畅, 张素荣, 康缘. 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. [Zhu R K, Zhang J Y, Li M Y, Cai Y, Wu S T, Liu C, Zhang S R, Kang Y. 2023. Advances and key issues in the basic research of non-marine shale oil enrichment. Acta Geologica Sinica, 97(9): 2874–2895]
- 朱相羽, 段宏亮, 孙雅雄. 2023. 苏北盆地高邮凹陷古近系陆相页岩油勘探突破及意义. 石油学报, 44(8): 1206–1221, 1257. [Zhu X Y, Duan H L, Sun Y X. 2023. Breakthrough and significance of Paleogene continental shale oil exploration in Gaoyou sag, Subei Basin. Acta Petrolei Sinica, 44(8): 1206–1221, 1257]
- 朱筱敏, 王晓琳, 张美洲, 林兴悦, 张琴. 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. [Zhu X M, Wang X L, Zhang M Z, Lin X Y, Zhang Q. 2024. Sedimentary environments and lithofacies characteristics of fine-grained sediments in typical continental basins in China. Oil & Gas Geology, 45(4): 873–892]
- 朱筱敏, 李维, 王晓琳, 叶蕾, 董艳蕾, 张琴. 2025. 高邮—金湖凹陷古近系阜宁组细粒混积岩沉积环境. 古地理学报, 27(4): 985–996. [Zhu X M, Li W, Wang X L, Ye L, Dong Y L, Zhang Q. 2025. Sedimentary environment of fine-grained mixed rocks from the Paleogene Funing Formation in Gaoyou and Jinhu sags. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 27(4): 985–996]
- Al-Aasm I S, Packard J J. 2000. Stabilization of early-formed dolomite: a tale of divergence from two Mississippian dolomites. Sedimentary Geology, 131(3–4): 97–108.
- Algeo T J, Ingall E. 2007. Sedimentary C_{org} : P ratios, Paleocene ventilation, and phanerozoic atmospheric pO_2 . Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 256(3–4): 130–155.
- Allen M, Natal' I N. 1995. Junggar, Turfan and Alakol basins as Late Permian to Early Triassic extensional structures in a sinistral shear zone in the Altaid orogenic collage, Central Asia. Journal of the Geological Society, 152(2): 327–338.
- Benitez-Nelson C R. 2000. The biogeochemical cycling of phosphorus in marine systems. Earth-Science Reviews, 51(1–4): 109–135.
- Cardott B J. 2012. Thermal maturity of woodford shale gas and oil plays, Oklahoma, USA. International Journal of Coal Geology, 103: 109–119.
- Curtis M E, Cardott B J, Sondergeld C H, Rai C S. 2012. Development of organic porosity in the Woodford shale with increasing thermal maturity. International Journal of Coal Geology, 103: 26–31.
- Fedo C M, Nesbitt H W, Young G M. 1995. Unraveling the effects of Potassium Metasomatism in sedimentary rocks and paleosols, with implications for paleoweathering conditions and provenance. Geology, 23(10): 921–924.
- Huber B T, Macleod K G, Watkins D K, Coffin M F. 2018. The rise and fall of the cretaceous Hot Greenhouse climate. Global and Planetary Change, 167: 1–23.
- Jones B, Manning D A C. 1994. Comparison of geochemical indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones. Chemical Geology, 111(1–4): 111–129.
- Katz B J, Lin F. 2014. Lacustrine basin unconventional resource plays: key differences. Marine and Petroleum Geology, 56: 255–265.
- Lenton T M, Boyle R A, Poulton S W, Shields-Zhou G A, Butterfield N J. 2014. Co-evolution of eukaryotes and ocean oxygenation in the Neoproterozoic era. Nature Geoscience, 7(4): 257–265.
- Li C, Jin C S, Planavsky N J, Algeo T J, Cheng M, Yang X L, Zhao Y L, Xie S C. 2017. Coupled oceanic oxygenation and metazoan diversification during the early-middle Cambrian? Geology, 45(8): 743–746.
- Li J J, Liu Z, Zhang X W, Feng G Q, Liu J W, Ma Y, Lu S F, Li W H, Zhou N W. 2022. Effects of paleoenvironment on continental shale oil enrichment and producibility in the Biyang depression. AAPG Bulletin, 106(10): 2043–2071.
- Li P, Liu Z B, Duan H L, Ge X T, Nie H K. 2024. Controlling factors of shale oil enrichment in the Paleogene Funing Formation, Gaoyou sag, Subei Basin, China. Energy Fuels, 38: 18521–18532.
- Liang C, Yang B, Cao Y C, Liu K Y, Wu J, Hao F, Han Y, Han W L. 2024. Salinization mechanism of lakes and controls on organic matter enrichment: from present to deep-time records. Earth-Science Reviews, 251: 104720.
- Liang C, Chen A, Cao Y C, Wu J, Han Y, Liu K Y, Yuan G H, Hao F. 2026. Lacustrine organic carbon burial in deep time: perspectives from major geologic events and tectonic-climatic-ecological coupling. Earth-Science Reviews, 272: 105312.
- Liu J, Li Y Z, Tan L C, Zhang R, Liu X X, Zhang Z, Xiao A G, Kemp D B, Huang C J. 2024a. Orbital and suborbital climate cycles recorded in terrestrial strata from the late Paleocene-early Eocene in the Subei Basin, East China. Global and Planetary Change, 242: 104590.
- Liu Y, Yun L, Jin Z J, He X P, Gao Y Q, Zan L, Hua C X, Tang X, Zhang R, Poulton S W. 2024b. Limatic controls on water-mass chemistry in a Paleocene lacustrine setting, Subei Basin, eastern China. Geological Society of America Bulletin, 136(11–12): 4836–4848.
- Martins L L, Schulz H M, Ribeiro H J P S, Nascimento C A D, Souza E S D, Cruz G F D. 2020. Organic geochemical signals of freshwater dynamics controlling salinity stratification in organic-rich shales in the Lower Permian Irati Formation (Paraná Basin, Brazil). Organic Geochemistry, 140: 103958.
- Murray R W, Leinen M. 1996. Scavenged excess aluminum and its relationship to bulk titanium in biogenic sediment from the central equatorial Pacific Ocean. Geochimica et Cosmochimica Acta, 60(20): 3869–3878.
- Nesbitt H W, Yong G M. 1982. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites. Nature,

- 299(5885): 715–717.
- Peng J W, Fu Q L, Larson T E, Janson X. 2021. Trace-elemental and petrographic constraints on the severity of hydrographic restriction in the silled Midland Basin during the late Paleozoic ice age. *Geological Society of America Bulletin*, 133(1–2): 57–73.
- Peng J W, Larson T E. 2022. A novel integrated approach for chemofacies characterization of organic-rich mudrocks. *AAPG Bulletin*, 106(2): 437–460.
- Sawyer E W. 1986. The influence of source rock type, chemical weathering and sorting on the geochemistry of clastic sediments from the Quetico Metasedimentary Belt, Superior Province, Canada. *Chemical Geology*, 55(1–2): 77–95.
- Tribouillard N, Algeo T J, Lyons T, Riboulleau A. 2006. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: an update. *Chemical Geology*, 232(1–2): 12–32.
- Turner R E, Schroeder W W, Wiseman W J. 1987. The role of stratification mobile bay and adjacent in the deoxygenation of shelf bottom waters. *Estuaries*, 10(1): 13–19.
- Wang J J, Zhang P F, Gao W Z, Li P X, Yi Y J, Wu C X, Wu H, Song X L, Li W B, Che G H, Zhou N W, Liu C, Lu S F. 2026. Shale oil in the Lower Cretaceous of the Erennaoer Depression, Erlian Basin: insights from in-situ fluid content and hydrocarbon micromigration. *Marine and Petroleum Geology*, 183: 107651.
- Wang Y C, Cao J, Tao K Y, Zhang C J, Xiang B L, Li E T, Yu S, Pan C C. 2023. Origin of heavy shale oil in saline lacustrine basins: insights from the Permian Lucaogou Formation, Junggar Basin. *AAPG Bulletin*, 107(9): 1553–1579.
- Wei W, Algeo T J. 2019. Elemental proxies for paleosalinity analysis of ancient shales and mudrocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 287: 341–366.
- Wei Y B, Li X Y, Zhang R F, Li X D, Lu S F, Qiu Y, Jiang T, Gao Y, Zhao T D, Song Z J, Zhao M H. 2021. Influence of a paleosedimentary environment on shale oil enrichment: a case study on the Shahejie Formation of Raoyang sag, Bohai Bay Basin, China. *Frontiers in Earth Science*, 9: 736054.
- Wu H G, Hu W X, Wang Y C, Tao K Y, Tang Y, Cao J, Wang X L, Kang X. 2021. Depositional conditions and accumulation models of tight oils in the Middle Permian Lucaogou Formation in Junggar Basin, northwestern China: new insights from geochemical analysis. *AAPG Bulletin*, 105(12): 2477–2518.
- Wu Z R, Grohmann S, Littke R, Guo T X, He S, Baniasad A. 2022. Organic petrologic and geochemical characterization of petroleum source rocks in the Middle Jurassic Dameigou Formation, Qaidam Basin, northwestern China: insights into paleo-depositional environment and organic matter accumulation. *International Journal of Coal Geology*, 259: 104038.
- Xia L W, Cao J, Hu W X, Tang Y, Zhang C J, He W J. 2023. Paleoenvironmental conditions and organic carbon accumulation during glacial events: new insights from saline lacustrine basins. *Global and Planetary Change*, 227: 104162.
- Xiao W Y, Cao J, Luo B, Wang Y C, Xiao D, Shi C H, Hu K. 2023. Recovering original type and abundance of organic matter in spent source rocks: a review and advances in elemental proxies. *AAPG Bulletin*, 107(2): 243–281.
- Xiao W Y, Cao J, Liao Z W, Wang X M, Zhang S C. 2024a. Links between hydrographic restriction, redox conditions, and organic matter accumulation in the Early Cambrian intrashelf basin, South China. *Gondwana Research*, 133: 199–215.
- Xiao W Y, Cao J, Wang X M, Xiao D, Shi C H, Zhang S C. 2024b. Marine chemical structure during the Cambrian explosion. *Earth-Science Reviews*, 251: 104716.
- Zeng S Q, Wang J, Fu X G, Chen W B, Feng X L, Wang D, Song C Y, Wang Z W. 2015. Geochemical characteristics, redox conditions, and organic matter accumulation of marine oil shale from the Changliang Mountain area, northern Tibet, China. *Marine and Petroleum Geology*, 64: 203–221.
- Zeng W R, Zhang Z H, Wang B R, Chen X, Zheng R H, Fu G B, Jin Y. 2023. Formation mechanism of organic-rich mixed sedimentary rocks in saline lacustrine basin, Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin, Northwest China. *Marine and Petroleum Geology*, 156: 106452.
- Zhang J Y, Liu G D, Cao Z, Tao S Z, Felix M, Kong Y H, Zhang Y Y. 2019. Characteristics and formation mechanism of multi-source mixed sedimentary rocks in a saline lake: a case study of the Permian Lucaogou Formation in the Jimusaer sag, northwest China. *Marine and Petroleum Geology*, 102: 704–724.
- Zhang C J, Cao J, Xiang B L, Zhou N, Li E T, Wang Y C, Liu J. 2023. Occurrence state of shale oil in saline lacustrine basins: a lithofacies perspective. *Journal of Asian Earth Sciences*, 255: 105799.
- Zhi D M, Xiang B L, Zhou N, Li E T, Zhang C J, Wang Y C, Cao J. 2023. Contrasting shale oil accumulation in the upper and lower sweet spots of the lacustrine Permian Lucaogou Formation, Junggar Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 150: 106178.
- Zhu F, Li C X, Leng J Y, Jia M Y, Gong H J, Wang B, Zhang F, Jiang Z X, Wang Z P. 2023. Paleoenvironmental characteristics of lacustrine shale and its impact on organic matter enrichment in Funing Formation of Subei Basin. *Minerals*, 13: 1439.
- Zou C N, Zhu R K, Chen Z Q, Ogg J G, Wu S T, Dong D Z, Qiu Z, Wang Y M, Wang L, Lin S H, Cui J W, Su L, Yang Z. 2019. Organic-matter-rich shales of China. *Earth-Science Reviews*, 189: 51–78.

(责任编辑 郑秀娟)