

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2026.177>



基于源储配置的陆相页岩层系储层中 烃类多尺度多类型赋存机制

范雨辰¹, 杨智^{1,2*}, 辛红刚², 郝振舸¹, 余喆¹

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

2. 中国石油长庆油田分公司, 陕西西安 710018

摘要: 陆相页岩层系石油储层中烃类赋存机制复杂, 烃类赋存及其与多尺度、多类型储集空间的配置关系是制约甜点预测与高效开发的关键科学问题。选取鄂尔多斯盆地长7段与渤海湾盆地沧东凹陷孔二段两类典型陆相页岩层系石油富集区, 综合运用岩石学分析、微观结构表征、有机地球化学分析及流体状态测试等研究手段, 系统揭示了不同源储配置模式下烃类的赋存机制及其与储集空间的耦合关系。研究发现: (1) 在鄂尔多斯盆地长7₁₊₂亚段“源储分离”型夹层砂岩储层中, 烃类主要“游离”赋存于微米级的无机孔隙中, 富集总量由储层孔隙度决定。(2) 在渤海湾盆地沧东凹陷孔二段“源储共生”型混积页岩储层中, 烃类主要赋存于纳-微米级的有机-无机复合孔隙系统, 烃类常以“吸附”形式赋存于运移沥青二次热解形成的次生有机孔内, 富集程度主要受有机质热成熟度调控。(3) 在鄂尔多斯盆地长7₃亚段“源储一体”型富有机质页岩储层中, 页岩干酪根内存在烃类“溶胀”赋存机制, 富集规模主要受总有机碳含量(TOC)控制。(4) 在页岩层系石油“生-排-运-聚”过程中, 从烃源岩核心到外围储层, 烃类赋存形式遵循“溶胀-吸附-游离”的垂向连续分布序列, 储集空间由纳米级有机孔向微米级无机孔系统演变, 构成一个从“原位滞留”到“规模运移”、从“纳米束缚”到“微米可动”的完整地质过程。陆相页岩层系烃类赋存机制的阶段认识为不同类型储层的勘探目标优选与开发方案设计提供了科学依据。

关键词: 陆相页岩层系石油; 源储配置; 烃类赋存机制; 多尺度多类型孔隙; 干酪根溶胀; 运移沥青; 石油地质学。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2026)07-2821-17

收稿日期: 2026-01-18

Multi-Scale and Multi-Type Hydrocarbon Occurrence Mechanism in Continental Shale Strata Reservoirs Based on Source-Reservoir Configuration

Fan Yuchen¹, Yang Zhi^{1,2*}, Xin Honggang², Hao Zhenghe¹, Yu Zhe¹

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

2. PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China

Abstract: The hydrocarbon occurrence mechanisms in continental shale strata oil reservoirs are highly complex, and the spatial configuration relationship between hydrocarbons and multi-scale, multi-type storage spaces constitutes a key scientific challenge that constrains sweet-spot prediction and efficient development. This study focuses on two representative lacustrine shale oil

基金项目: 国家重点研发计划项目(No.2023YFF0804303); 中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础性重大研究项目(No.2024DJ8704)。

作者简介: 范雨辰(1995-), 男, 博士后, 主要从事页岩油地质综合研究与勘探开发工作。ORCID: 0009-0006-0159-4797. E-mail: fanyuchen614@163.com

* 通讯作者: 杨智, E-mail: yangzhi2009@petrochina.com.cn

引用格式: 范雨辰, 杨智, 辛红刚, 郝振舸, 余喆, 2026. 基于源储配置的陆相页岩层系储层中烃类多尺度多类型赋存机制. 地球科学, 51(7): 2821-2837.

Citation: Fan Yuchen, Yang Zhi, Xin Honggang, Hao Zhenghe, Yu Zhe, 2026. Multi-Scale and Multi-Type Hydrocarbon Occurrence Mechanism in Continental Shale Strata Reservoirs Based on Source-Reservoir Configuration. *Earth Science*, 51(7): 2821-2837.

enrichment intervals: the Chang 7 Member in the Ordos Basin and the Kong 2 Member of the Cangdong Sag in the Bohai Bay Basin. By integrating petrological analysis, microstructural characterization, organic geochemical analysis, and fluid state testing, it systematically investigates hydrocarbon occurrence states and their coupling relationships with storage spaces under different source-reservoir configurations. The main findings are as follows. (1) In the “source-reservoir separated” interbedded sandstone reservoirs of Chang 7₁₊₂ Submember in Ordos Basin, hydrocarbons mainly exist in a “free state” in micrometer-sized inorganic pores, and the total enrichment is determined by the reservoir porosity. (2) In the “source-reservoir coexisting” mixed sedimentary shale reservoirs of Kong 2 Member in Bohai Bay Basin, hydrocarbons are mainly present in nano-micrometer-sized organic-inorganic composite pore systems, and hydrocarbons often exist in an “adsorbed state” in secondary organic pores formed by the secondary thermal cracking of migrated bitumen, and the enrichment degree is mainly controlled by the thermal maturity of organic matter. (3) In the “source-reservoir integrated” organic-rich shale reservoirs of Chang 7₃ Submember in Ordos Basin, there is a “swelling state” hydrocarbon occurrence mechanism within the shale kerogen, and the enrichment scale is mainly controlled by the total organic carbon content (TOC). (4) Throughout the “generation-expulsion-retention” process of shale oil, hydrocarbon occurrence evolves vertically from the core of source rocks outward into adjacent reservoirs following a continuous sequence: swollen-adsorbed-free-phase. Concurrently, the pore system transitions from nanometer-scale organic pores to micron-scale inorganic pores, forming a comprehensive geological process that spans from “in-situ retention” to “bulk migration” and from “nano-confinement” to “micro-scale mobility”. The progressive understanding of hydrocarbon occurrence mechanisms in continental shale formations has provided a scientific basis for prioritizing exploration targets and designing development schemes across different reservoir types.

Key words: continental shale strata oil; source-reservoir configuration; hydrocarbon occurrence mechanism; multi-scale and multi-type pores; kerogen swelling; migrated bitumen; petroleum geology.

0 引言

页岩层系石油作为全球非常规油气资源的重要组成部分,近年来已成为能源领域研究与勘探开发的热点(杨智和邹才能, 2022; 邹才能等, 2026). 与常规油气藏相比,页岩层系石油储层具有孔隙结构复杂、烃类赋存状态多样、源储配置类型丰富等特点(郭旭升等, 2023; 贾承造等, 2023). 页岩层系石油储层中的烃类物质可呈游离态、吸附态及溶胀态等多种赋存形态,且其赋存机制与储集空间的配置表现出显著的多尺度差异性特征(杨智和邹才能, 2019; 马永生等, 2022). 然而,目前关于陆相页岩层系石油储层中烃类赋存机制的研究仍存在局限:一方面,多数研究聚焦于单一赋存相态或特定孔隙类型,缺乏对不同源储配置条件下烃类多机制赋存的系统对比(金之钧等, 2021; 匡立春等, 2021);另一方面,烃类赋存状态与多尺度储集空间的耦合匹配关系尚未清晰揭示;此外,烃类赋存机制及其赋存空间在页岩层系石油“生-排-运-聚”过程中的内在关联与演化规律仍缺乏充分认识(赵文智等, 2020b; 邹才能等, 2020). 不同类型页岩层系石油储层中烃类的微观赋存形式、赋存空间及其演化规律直接影响地质甜点的识别与开发方案的设

计,是陆相页岩层系石油理论研究中的关键机理问题(贾承造等, 2021).

近年来,页岩层系石油储层中烃类赋存机制研究取得了系统性进展. 烃类组分依其化学组成与分子结构可分为轻质烃、中质烃与重质烃(Hackley and Cardott, 2016). 轻质烃主要为低碳数链烷烃与单环芳烃,形成于有机质高成熟阶段的热解作用;重质烃则表现出较高的芳香度与更为复杂的大分子构型,多来源于低熟阶段干酪根的降解或早期生成烃类的滞留演化(赵文智等, 2020a). 目前普遍认为,页岩层系石油中的烃类主要以游离态、吸附态和溶解态三种形式共存. 游离态烃赋存于无机矿物孔隙(如黏土间孔、粒间孔)及微裂缝中,是可动油的主要来源;吸附态烃通过物理或化学作用附着在干酪根和黏土矿物表面;而溶解态烃则以轻-中质组分形式溶解于干酪根本身,引发有机质溶胀,形成独特的有机相储集机制(Atchley *et al.*, 2021),这一过程正日益受到学界重视. 具体而言,烃类分子(尤以轻质烃与部分中质烃为主)在热力学驱动下,作为溶剂相扩散进入干酪根的立体交联网络中并引起干酪根体积膨胀和结构松弛. 在陆相页岩层系石油储层中,目前主要认为烃类的赋存空间为无机孔缝和有机孔隙(柳波等, 2018; 黎茂稳等, 2022). 常见的无机储集空间包括无机矿物

粒(晶)间孔、溶蚀孔隙及微裂缝,例如沧东凹陷孔二段页岩中,石英、长石、白云石等刚性矿物形成的粒间孔隙构成了重要的储集网络(赵贤正等, 2017);古龙凹陷青山口组页岩则以黏土矿物粒间孔为主要储集空间(何文渊, 2022; Zhu *et al.*, 2023);而在鄂尔多斯盆地长7段与吉木萨尔凹陷芦草沟组等发育的细砂岩储层中,溶蚀孔隙往往成为油气赋存的主要空间(杨智等, 2018; 付金华等, 2020).尽管多尺度无机孔缝在页岩层系石油储集体系中普遍被视为主要储集空间,有机孔隙及经运移沥青改造的无机孔隙的储集潜力同样值得关注(Rabbani *et al.*, 2017; Yang *et al.*, 2023).大量显微图像已清晰揭示运移沥青内部发育的有机孔隙系统(Kumar *et al.*, 2025),然而目前尚缺乏系统证据明确指示该类孔隙曾为液态烃提供有效储集空间.

针对目前研究进展,本研究选取鄂尔多斯盆地长7段及渤海湾盆地沧东凹陷孔二段两类典型陆相页岩层系石油富集区,通过岩心观察、微观结构表征、有机地球化学分析及流体状态测试等多学科方法,系统揭示了不同类型源储配置页岩层系石油储层中烃类的赋存特征及其与多尺度储集空间的耦合关系.研究重点关注3个核心科学问题:(1)不同源储配置模式下烃类赋存机制的差异性;(2)烃类赋存在纳米-微米级孔隙系统中的空间分布规律;(3)埋深

和热演化过程对烃类赋存机制演化的控制作用.研究成果不仅丰富了陆相页岩层系石油成藏理论,也为不同类型页岩层系石油储层的勘探目标优选与开发方案设计提供了科学依据.

1 区域地质背景

鄂尔多斯盆地位于华北地台西部,晚三叠世的印支运动导致扬子板块与华北板块发生挤压碰撞,形成一个典型的内陆坳陷型、多旋回克拉通盆地.三叠系延长组发育一套内陆河流-三角洲-湖泊相碎屑岩系,地层厚度逾1 000 m.延长组7段沉积期古气候温暖湿润,为湖泊演化的鼎盛阶段,广泛发育细粒沉积,半深湖-深湖分布面积达 $6.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,水深在60~120 m之间,沉积了一套大面积展布的泥页岩及粉-细砂岩,古水体处于贫氧-还原环境,有利于半深湖-深湖亚相有机质的保存,为页岩层系石油的形成提供了良好的物质基础(付金华等, 2023; 杨智等, 2026).在长7段沉积期间,古湖泊水体由深水逐渐向浅水过渡,自下而上可划分为长7₃亚段、长7₂亚段和长7₁亚段.其中,长7₃亚段形成于湖盆发育的鼎盛时期,以大面积分布的深湖-半深湖泥页岩为主(图1a),局部见少量重力流砂体;长7₂亚段以砂质重力流沉积砂

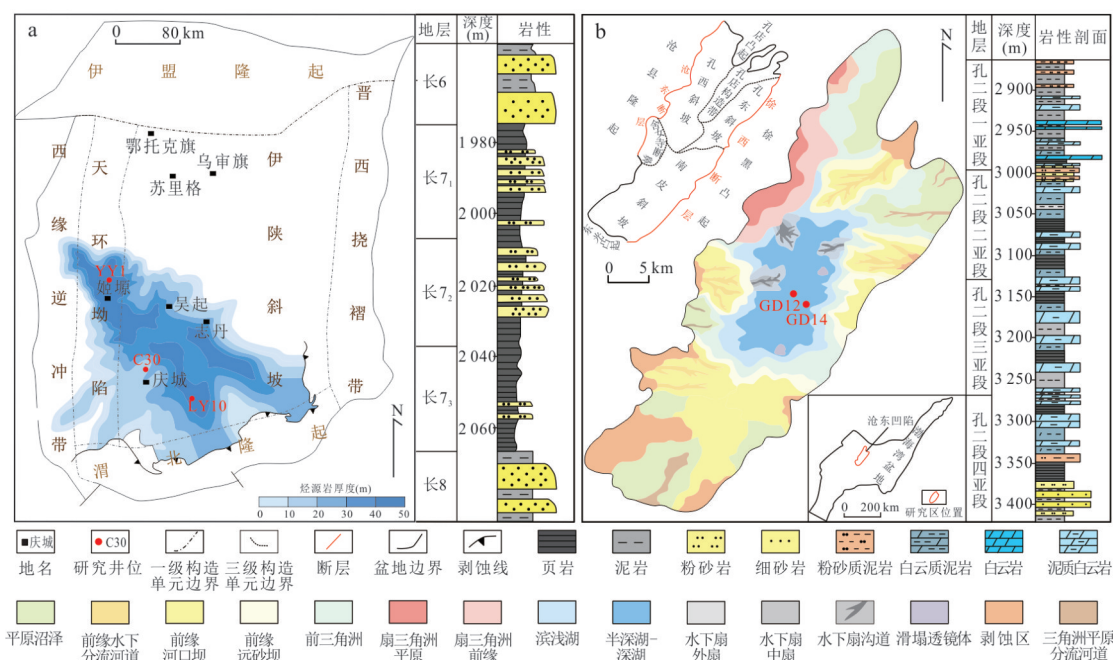


图1 鄂尔多斯盆地长7段与渤海湾盆地沧东凹陷孔二段区域地质背景与地层剖面

Fig.1 Regional geological setting and stratigraphic sections of the Chang 7 Member in the Ordos Basin and the Kong 2 Member in the Cangdong Sag of the Bohai Bay Basin

体为主,伴生少量三角洲砂体;长 7_1 亚段则广泛发育重力流与三角洲沉积相互叠加的复合砂体(惠潇等, 2025). 根据源储组合特征,鄂尔多斯盆地长7段页岩层系石油主要发育源储分离和源储一体两种类型(刘显阳等, 2025; 牛小兵等, 2025a).

沧东凹陷位于渤海湾盆地黄骅拗陷南部,夹持于沧县隆起、徐黑凸起与孔店凸起之间,面积约1800 km². 孔店组是沧东凹陷重要的沉积单元,沉积时期属亚热带潮湿气候,发育为淡水-半咸水封闭型拗陷湖盆,生物繁盛,整体处于还原环境,为大面积富有机质页岩的形成提供了良好的物质基础(周立宏等, 2020). 孔二段是在半干旱-湿润气候及咸化沉积环境下沉积的一套地层,以暗色泥页岩为主,夹薄层粉砂岩、中-细砂岩及泥质白云岩(图1b),厚度为400~600 m,分布稳定,面积约500 km²,是目前沧东凹陷页岩油的主要勘探层位(蒲秀刚等, 2019). 孔二段自下而上可划分为4个亚段:孔二四亚段为湖泛初期,水体开始加深,沉积物粒度较粗,各物源口发育辫状河三角洲-滨浅湖沉积,半深湖-深湖及湖底扇沉积不发育;孔二三亚段进入湖侵期,水体加深、湖盆扩张,以辫状河三角洲-半深湖沉积为主,局部可见湖底扇;孔二二亚段湖盆可容空间持续扩大,后期达到最大,以深湖-半深湖沉积为主,局部发育辫状河三角洲与湖底扇;孔二一亚段为湖盆萎缩期,物源供给减弱,以辫状河三角洲-滨浅湖沉积为主. 该段地层厚度为400~600 m,主要发育深灰色、灰黑色长英质页岩和混合质页岩,间夹少量含灰-白云质页岩及薄层粉-细砂岩(韩文中等, 2021).

2 样品与方法

页岩层系石油在不同源储配置类型中表现出差异化的赋存特征,本文选择鄂尔多斯盆地长7段和渤海湾盆地沧东凹陷孔二段作为研究对象,主要基于二者在陆相页岩层系石油源储组合类型上的代表性与互补性. 这两套地层涵盖了陆相页岩层系石油三种典型的源储组合类型——鄂尔多斯盆地长7段内部,长 7_2 亚段发育的细砂岩储层与下伏长 7_3 亚段页岩源岩构成典型的源储分离型,而长 7_3 亚段本身则为源储一体型页岩层系石油;渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩为混积型页岩层系石油,具有源储共生的特点. 因此,通过对比分析这三个不同源储配置的实例,能够系统揭示烃类赋存机制在

不同源储关系下的差异与共性,并建立涵盖主要源储组合类型的赋存模式. 此外,由于这三种类型基本代表了陆相页岩层系石油的主要源储组合形式,研究结果对理解其他工区类似陆相页岩层系石油储层中的烃类赋存机制具有重要的借鉴意义和适用性.

“源储分离型”页岩层系石油储层样品取自鄂尔多斯盆地中部偏南地区的LY10井(图1a),岩性为细砂岩,层位属长 7_2 亚段. 油田生产数据显示,该层段试油产量达32.64 t/d,属于高产层段. 针对该类储层样品,在系统开展岩心观察描述、X射线衍射分析和薄片显微观察等岩石学研究的基础上,进一步采用场发射扫描电子显微镜对微观储集空间的类型及展布特征进行系统表征;通过高压压汞实验获取岩石孔喉结构参数;结合激光拉曼光谱与二维核磁共振技术,综合分析烃类在储层中的赋存空间与存在形态.

本研究选取的“源储共生型”页岩层系石油储层样品采自渤海湾盆地沧东凹陷的GD12井和GD14井(图1b),岩性包括长英质页岩与混合质页岩,层位属孔店组二段. 针对该类储层样品,系统开展了X射线衍射分析、有机溶剂抽提实验及场发射扫描电子显微镜观察,并基于扫描电镜大面积拼接图像对孔隙结构特征进行定量表征;在有机溶剂抽提前后分别实施扫描电镜观察与定量分析,以揭示烃类在储层中的赋存空间及其存在形态.

本研究选取的“源储一体型”页岩层系石油储层样品采自鄂尔多斯盆地C30井、LY10井和YY1井(图1a),覆盖陇东与姬塬两个页岩发育程度较高的区域(牛小兵等, 2025a; 肖月也等, 2025),岩性为富有机质页岩,层位属长 7_3 亚段. 针对该类储层样品,系统开展了总有机碳(TOC)分析、有机溶剂抽提实验、氯仿沥青A测定、族组成分析、场发射扫描电子显微镜观察、低温二氧化碳吸附实验及低温氮气吸附实验. 结合有机溶剂抽提与场发射扫描电子显微镜观察,分析烃类抽提前后样品表面微观形貌的变化;结合有机溶剂抽提实验与气体吸附实验,查明不同尺度孔隙中烃类的赋存状态、赋存含量以及含油孔隙的孔径分布特征,其中含油样品的抽提直至利用抽提液在紫外光下观察不到明显荧光为止,以说明样品洗油的充分和有效性;进一步对含油孔隙体积与TOC、氯仿沥青A含量及族组分数据进行相关性分析,以揭示烃类流体与孔隙空间之间的耦合匹配关系.

表 1 研究样品的地质背景、矿物组成及有机质含量

Table 1 Geological background, mineral composition, and organic matter content of samples

地区层段	井号埋深 (m)	岩性	TOC (%)	石英 (%)	钾长石 (%)	斜长石 (%)	方解石 (%)	白云石 (%)	铁白云石 (%)	黄铁矿 (%)	黏土 矿物 (%)
鄂尔多斯盆地长 7 段	LY10-1690.6	细砂岩	0.76	34.3	4.6	18.0	1.0	16.4	15.8	/	9.9
鄂尔多斯盆地长 7 段	LY10-1723.8	富有机质页岩	17.83	38.6	1.6	3.3	/	4.7	/	28.0	23.8
鄂尔多斯盆地长 7 段	LY10-1727.1	富有机质页岩	38.48	22.0	1.8	3.3	/	/	/	53.9	19.0
鄂尔多斯盆地长 7 段	C30-1967.4	富有机质页岩	24.81	42.4	/	4.2	6.0	/	/	33.2	14.3
鄂尔多斯盆地长 7 段	YY1-2658.4	富有机质页岩	31.18	33.0	4.0	11.1	4.0	/	/	23.9	24.0
渤海湾盆地孔二段	GD14-4085.95	混合质页岩	2.93	9	/	37	16	/	19	/	19
渤海湾盆地孔二段	GD14-4117.26	混合质页岩	2.7	12	/	26	7	/	42	/	13
渤海湾盆地孔二段	GD14-4142.81	混合质页岩	6.53	6	/	42	3	/	44	/	5
渤海湾盆地孔二段	GD12-3856.19	长英质页岩	4.74	10	/	63	4	/	13	/	10
渤海湾盆地孔二段	GD12-3878.8	长英质页岩	3.76	5	/	63	7	/	7	/	18
渤海湾盆地孔二段	GD14-4137.78	长英质页岩	4.74	11	/	45	4	/	36	/	4

3 烃类赋存与储集空间耦合关系

3.1 烃类“游离”赋存于无机孔隙

鄂尔多斯盆地长 7₂亚段广泛发育细砂岩储层,该储层接收下伏长 7₃亚段优质烃源岩生成的石油,是盆地长 7 段页岩层系中关键的储集单元(付金华等, 2023; 辛红刚等, 2023).多手段综合研究揭示了烃类在该类细砂岩储层中的赋存状态、空间分布特征及其与微观孔隙结构的耦合关系.

宏观岩心观察显示,岩心样品表面油迹清晰且连续分布(图 2a),直观指示了储层良好的含油性与烃类富集特征.矿物组成分析表明,该样品长英质矿物含量为 56.9%,黏土矿物占 9.9%,碳酸盐矿物达 33.2%;整体以石英和长石为主,发育较高比例的钙质矿物,反映出沉积-成岩过程中较强的碳酸盐胶结作用.微观孔隙结构方面,FE-SEM 观测结合高压压汞数据共同揭示,储层孔隙以无机矿物粒间孔为主导(图 2b),孔喉直径峰值集中分布在 1~4 μm 之间(图 2c),孔隙发育程度高,孔喉配置关系较好,为烃类的聚集与储存提供了充足的物理空间.

为明确烃类在孔隙系统中的具体赋存位置,在显微镜下对样品进行了观测并在此基础上开展激光拉

曼光谱微区分析(图 2d).通过对大量视域的反复比对与定位,发现显著的荧光背景信号主要出现在无机矿物颗粒之间的孔隙区域(图 2e),表明在这些无机孔区域存在较多的残余烃,指示该类储层中无机矿物粒间孔是烃类的主要赋存空间.此外,通过核磁共振 T₁-T₂ 二维图谱分析进一步厘清了烃类的赋存状态特征(Zhang *et al.*, 2024).结果显示,储层中烃类信号主要分布于游离烃区间(图 2f),表明其赋存形式以游离态为主导.这一认识与孔隙结构表征结果相互印证,指示发育良好的微米级粒间孔有利于游离烃的赋存与聚集.因此,鄂尔多斯盆地长 7₂亚段源储分离型细砂岩储层具备以微米级无机矿物粒间孔为主的优质孔隙系统,烃类在该类储层中主要呈游离态赋存于无机孔隙.

3.2 烃类“吸附”赋存于有机-无机复合孔隙系统

渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段广泛发育一套源储共生型泥页岩层系.基于三端元矿物组成特征,该段地层主要发育富有机质页岩、长英质页岩、混合质页岩和灰云质页岩等,且普遍发育明显的纹层构造(赵贤正等, 2019; Fan *et al.*, 2022).在热演化过程中,烃类从富有机质页岩层中生成并逐渐排出,随后在相邻的页岩储层的无机孔隙系统中迁

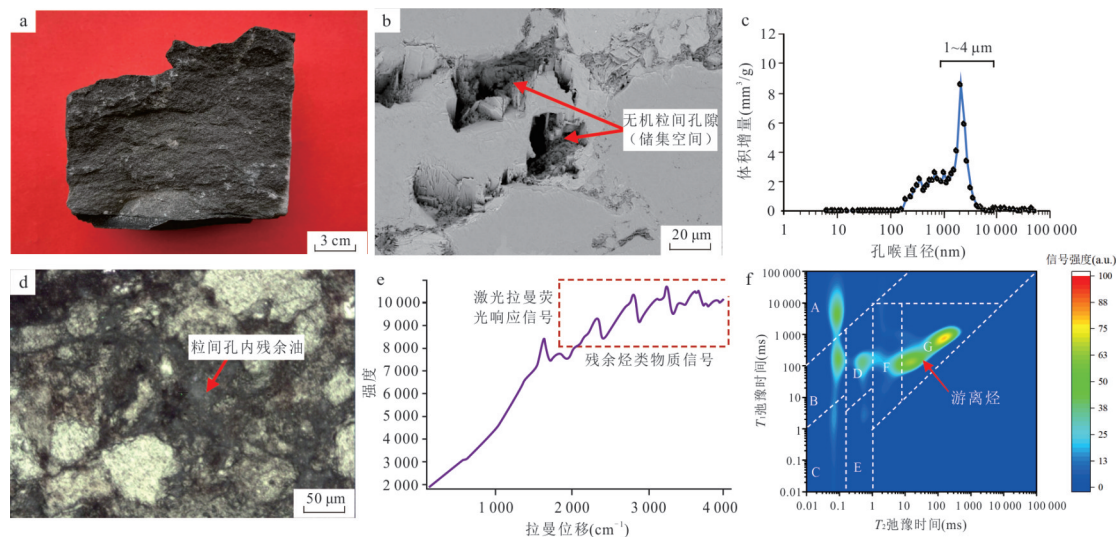


图2 源储分离型页岩层系石油储层的储集空间与烃类赋存特征

Fig.2 Characteristics of storage space and hydrocarbon occurrence in shale strata oil reservoirs of source-reservoir separated type
a. 含油细砂岩岩心图像; b. 无机粒间孔扫描电镜图像; c. 细砂岩储层孔喉直径分布; d. 无机矿物粒间孔内残余油; e. 粒间孔内残余烃的激光拉曼荧光响应; f. 含油细砂岩的核磁共振 T_1 - T_2 信号谱图

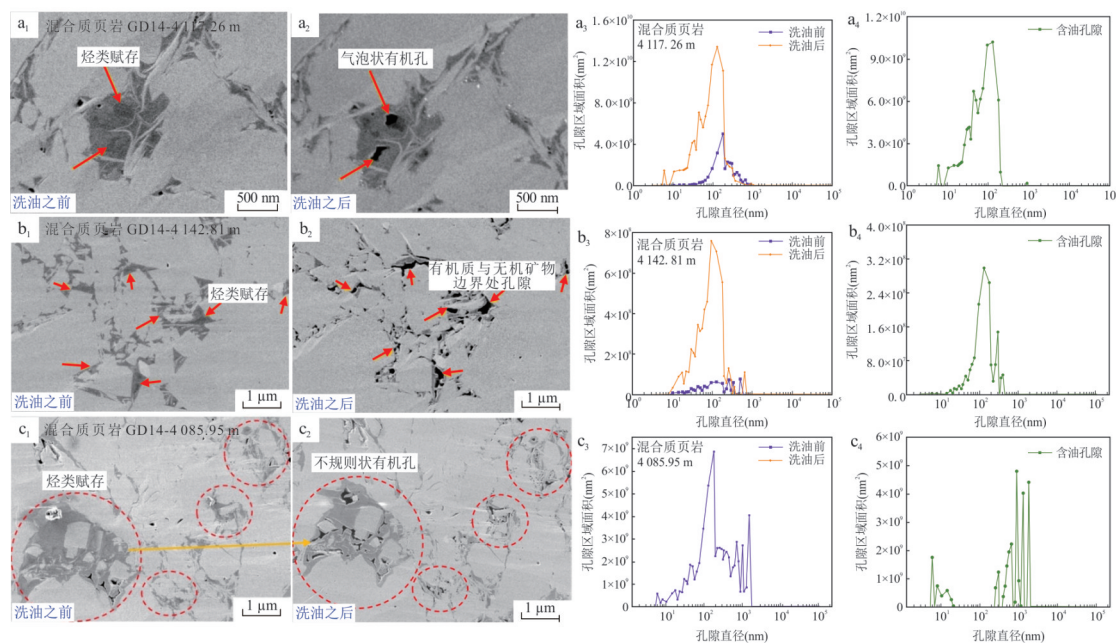


图3 源储共生型页岩储层中烃类赋存空间特征

Fig.3 Characteristics of hydrocarbon occurrence space in shale oil reservoirs of source-reservoir coexisting type
 a_1 、 b_1 、 c_1 . 洗油前页岩储层表面微观形貌; a_2 、 b_2 、 c_2 . 洗油后页岩储层显露出次生有机孔(烃类赋存空间); a_3 、 b_3 、 c_3 . 洗油前后孔径分布曲线对比; a_4 、 b_4 、 c_4 . 含油孔隙孔径分布曲线

移、聚集与滞留 (Gao *et al.*, 2024; 胡涛等, 2024). 为明确此类页岩储层内烃类的赋存特征, 本研究采用有机溶剂抽提前后的场发射扫描电镜 (FE-SEM) 原位对比观测方法, 揭示了烃类在有机-无机复合孔隙网络中的分布特征.

图 3a₁~3c₁ 展示了有机溶剂抽提之前页岩样

品的微观形貌. 扫描电镜图像中浅灰色区域为无机矿物基质, 深灰色区域为有机质. 有机质的形态受限于无机矿物颗粒间的孔隙轮廓, 表明其并非原始沉积的干酪根, 而是从相邻烃源岩中充注而来的运移沥青. 这些运移沥青几乎完全占据了矿物的粒间孔, 形成原生无机孔内的有

机质充填网络.此外,运移沥青内局部可见颜色更深的区域(图3a₁~3c₁),暗示其化学组成或成熟度可能存在微观非均质性.

之后对样品进行有机溶剂抽提并开展同一区域的原位观察对比,可见运移沥青内部或边缘新显露出孔隙空间(图3a₂~3c₂),孔隙空间可呈多种形态.有机溶剂抽提后图3a₂中可见直径约300 nm的气泡状有机孔,其形态与分布特征与抽提前沥青内部颜色较深的区域高度吻合(图3a₁),表明这些气泡状孔隙原为可溶烃类的赋存空间;图3b₂可见在沥青与矿物边界处暴露出不规则孔隙,反映出有机-无机界面处的烃类赋存孔隙空间;图3c₂则揭示了运移沥青内部发育的复杂不规则有机孔网络,内部具有一定的连通性.有机溶剂将可溶液态烃抽提分离后,在运移沥青内暴露出孔隙空间,直接证实了运移沥青内的有机孔为烃类的赋存场所.未被运移沥青充填的“原生无机孔”和运移沥青热演化形成的“次生有机孔”二者共同构成了热演化程度调控的“有机-无机复合孔隙系统”.由于沥青表面富含大量的极性和非极性吸附位点,具有较强的吸附能力,使得烃类在有机-无机复合孔隙系统内主要以“吸附态”形式赋存.

为进一步量化孔隙结构在烃类抽提前后的变化,本研究对同一样品区域在有机溶剂抽提前后分别开展了大面积扫描电镜图像拼接实验,并基于数字图像处理技术进行了孔隙统计分析.结果显示,抽提后的孔径分布曲线在孔径范围和孔隙展布面积上均显著高于抽提前(图3a₃~3c₃).进一步通过差值计算(抽提后与抽提前孔径分布曲线之差)获得“含油孔隙”孔径分布曲线(图3a₄~3c₄),揭示烃类主要赋存于10 nm~3 μm的孔隙中,指示该类储层中烃类的赋存空间主要为纳-微米级.

综合对比发现不同页岩样品经有机溶剂抽提处理后,运移沥青内部新暴露孔隙的发育程度表现出显著差异,可将其归纳为三类基本情况:(1)样品洗油后运移沥青仍完全充填于孔隙中,未见明显有机孔(图4a);(2)运移沥青内约一半区域显露出孔隙,可见内部有机孔(图4b);(3)样品中运移沥青近乎完全消失(图4c),呈现孔隙空间几乎全部为原始的无机矿物孔隙.结合地质背景信息,发现运移沥青的抽提程度与样品埋深具有相关性:埋深越大,运移沥青被抽提出来的比例越高,反映其内部有机孔越发育(图4b),直至沥青全部消失(图4c).这一

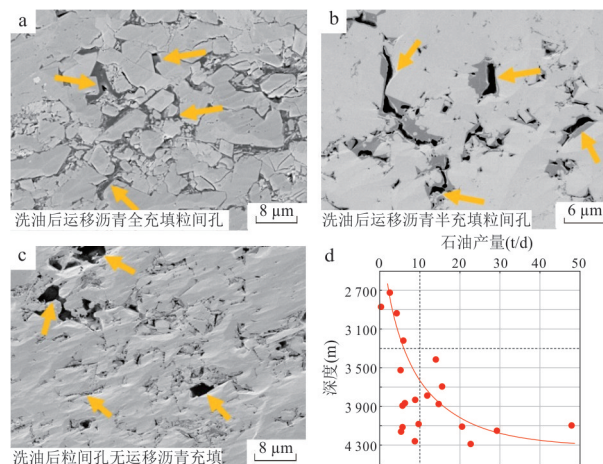


图4 不同埋深(热成熟度)页岩样品中烃类抽提效果以及石油产量

Fig.4 The extraction effect of hydrocarbons and oil yield in shale samples with different burial depths (thermal maturity)

a. 运移沥青向可溶烃转化程度低,几乎无烃类未被抽提,样品埋深3 856.19 m;b. 运移沥青向可溶烃转化程度中等,部分烃类被抽提,样品埋深3 878.80 m;c. 运移沥青向可溶烃转化程度高,几乎全部烃类被抽提,样品埋深4 137.78 m;d. 沧东凹陷孔二段直井试油产量与埋藏深度关系(据赵贤正等,2019)

现象源于热演化程度的差异,即随埋深增加,地层温度升高,促使运移沥青发生进一步二次热解,从难溶的固态-半固态运移沥青向可溶性的液态烃转化,从而更易被有机溶剂抽提.同时,上述微观机理与宏观生产动态具有良好的一致性,图4d为沧东凹陷孔二段页岩油井的产量数据与埋深关系图,数据显示埋深更大的页岩层段对应更高的石油产量,这与深层样品中运移沥青可抽提性强、可溶烃比例高的特征相吻合.该结果从微观孔隙与烃类赋存角度揭示了“深层高热演化-高可动烃含量-高产能”的内在关联(赵文智等,2020a),为页岩层系石油有利目标层段的优选与开发策略的制定提供了重要依据.

综上所述,烃源岩层附近的“源储共生”型页岩层系储层中,烃类的赋存空间为一种“有机-无机复合孔隙系统”,有机孔或无机孔的比例受热成熟度调控.在烃源岩早期生烃和排烃过程中,生成的烃类物质多为低熟的固态-半固态运移沥青,它们从烃源岩中排出,充注在附近储集体的无机孔隙中.当热演化程度较低时,部分运移沥青二次热解转化为可溶性液态烃,并形成气泡状或不规则状的运移沥青内有机孔,可溶性液态烃赋存于这些有机孔中,此时有机-无机复合孔隙系统以有

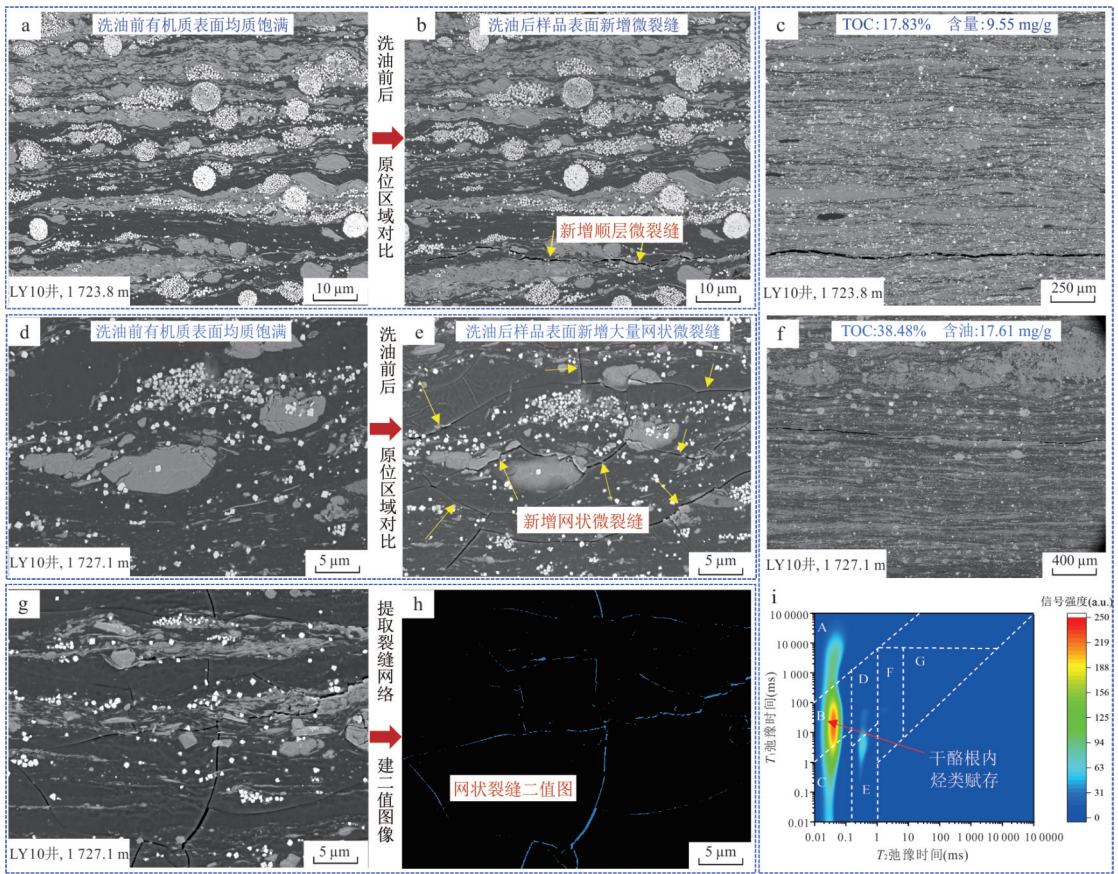


图5 源储一体型富有机质页岩中干酪根内的烃类赋存机制

Fig.5 The mechanism of hydrocarbon occurrence within kerogen in organic-rich shales of source-reservoir integrated type

a. 洗油前干酪根表面均质饱满, LY10井 1 723.8 m; b. 洗油后新增顺层微裂缝, LY10井 1 723.8 m; c. “无机纹层”包裹“有机纹层”叠置互层, LY10井 1 723.8 m; d. 洗油前干酪根表面均质饱满, LY10井 1 727.1 m; e. 洗油后新增网状微裂缝, LY10井 1 727.1 m; f. “有机纹层”包裹“无机纹层”叠置互层, LY10井 1 727.1 m; g. 干酪根内网状微裂缝形貌图; h. 干酪根内网状微裂缝二值化图像; i. 页岩型页岩油储层样品核磁共振 T_1 - T_2 信号图

机孔为主,含少量无机孔.当热演化程度较高时,更多的运移沥青转化为可溶性液态烃,次生有机孔逐渐消失,液态烃主要赋存于残余无机孔隙中,此时有机-无机复合孔隙系统以无机孔为主,含少量有机孔.

3.3 烃类“溶胀”赋存于干酪根内部

鄂尔多斯盆地长7₃亚段黑色页岩具有高有机质丰度特点,现有研究表明其含油性与有机质含量(TOC)呈显著正相关关系(侯雨庭等, 2024; 牛小兵等, 2025b). 本文通过对长7₃亚段富有机质页岩样品开展综合研究,揭示了烃类在该类储层干酪根内的赋存特征. 首先,对未经有机溶剂抽提的页岩样品进行扫描电镜微观观察,结果显示样品中呈层状分布的有机质(干酪根)表面具有均质、连续且饱满的形貌特征(图 5a、5d),表明干酪根在原始状态下结构完整稳定. 然而,经有机溶剂抽提后开展原位对比观察发现,样品中形成了大量微裂缝. 新增

微裂缝可分为两种类型:(1)一类为平行于层理展布的顺层微裂缝,主要发育于层状有机质与无机矿物纹层的界面处(图 5b);(2)另一类为相互交织的网状微裂缝,主要分布于干酪根内部(图 5e). 据上述现象分析认为,在有机溶剂抽提前,烃类物质以“溶剂相”形式赋存于干酪根内部的三维大分子网络格架中,致使干酪根体积膨胀,因而干酪根呈现表面均质且饱满的形貌特征(图 5a、5d);而有机溶剂抽提后,烃类物质被从干酪根中抽提出来,引发干酪根体积收缩,进而形成微裂缝网络(有机质收缩缝)(图 5b、5e). 该实验现象表明烃类以溶胀作用的方式赋存于干酪根中,为“烃类溶胀赋存”机制提供了直接的显微图像证据.

干酪根内部及其边界处新形成微裂缝的展布形态与有机-无机纹层组合结构密切相关. 在无机矿物纹层数量多、厚度大而有有机质纹层占比相对较

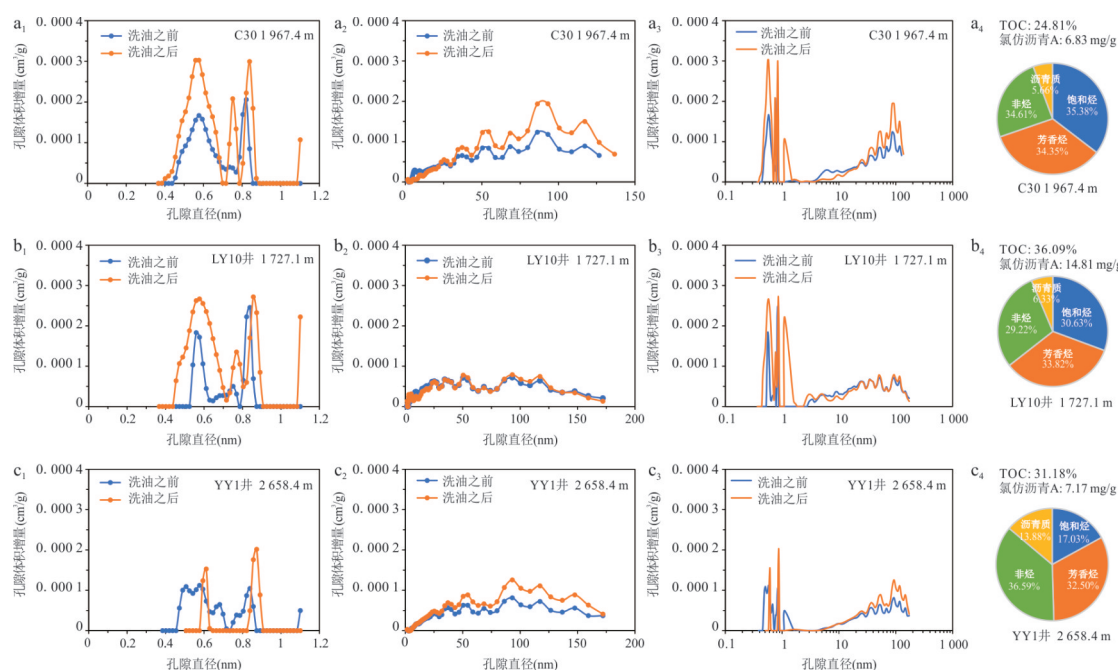


图6 源储一体页岩油储层样品中烃类赋存空间的孔径分布与赋存烃类组分

Fig.6 The pore size distribution of hydrocarbon-bearing pore spaces and the hydrocarbon components in shale oil reservoir samples of source-reservoir integrated type

a_1 、 b_1 、 c_1 . 洗油前后微孔孔隙体积分布曲线对比, 基于洗油前后低温 CO_2 吸附实验; a_2 、 b_2 、 c_2 . 洗油前后介孔-宏孔孔隙体积分布曲线对比, 基于洗油前后低温 N_2 吸附实验; a_3 、 b_3 、 c_3 . 洗油前后联孔孔隙体积分布曲线对比; a_4 、 b_4 、 c_4 . TOC、氯仿沥青 A 与烃类族组成特征

低的样品中(如图 5a、5c 所示样品), 有机质纹层通常呈薄层状分布于无机矿物纹层之间; 在此类样品中, 干酪根内部烃类被抽提后, 干酪根主要在垂向上发生体积收缩, 从而主要发育层状有机质与无机矿物纹层界面处的顺层微裂缝(图 5b). 而在有机质含量较高、有机质纹层厚度较大的页岩样品中(如图 5d、5f 所示样品), 烃类被抽提后, 干酪根发生显著且相对均匀的三维方向的体积收缩, 在垂向和水平方向均产生收缩应力, 从而形成网状裂缝(图 5e). 对网状裂缝图像进行灰度阈值分割, 获得其二值化图像(图 5g、5f), 结果显示网状裂缝具有良好的连通性, 它们可作为压裂生产过程中潜在的页岩油运移与渗流通道. 此外, 通过二维核磁共振 T_1 - T_2 谱分析, 在代表固体有机质赋存烃类的信号区域内, 观察到显著的信号响应(图 5i), 表明干酪根等固体有机质内部赋存丰富烃类物质, 与基于微观图像揭示的干酪根溶胀赋存机制相互印证.

已有研究认为长 7₃ 亚段黑色页岩中的烃类可赋存于粉砂质纹层内部粒间孔、长石溶孔或层理缝等微裂缝中(蕙克来等, 2020; 付金华等, 2022; 李士祥等, 2022). 上述认识与本文研究结果相互补充, 共同构成了长 7₃ 亚段黑色页岩完整

的烃类赋存空间体系: 即在鄂尔多斯盆地长 7₃ 亚段黑色页岩中, 一方面烃类赋存于粉砂质纹层内的无机孔隙或页岩层理缝中, 赋存空间为纳米甚至微米尺度; 另一方面, 烃类可以“溶胀”的形式赋存于干酪根当中, 赋存空间主要为纳米尺度.

基于低温二氧化碳与氮气吸附实验, 系统对比了鄂尔多斯盆地长 7₃ 亚段富有机质页岩样品在有机溶剂抽提前后的孔隙结构变化特征. 抽提前后低温二氧化碳吸附实验所得孔径分布曲线的对比结果显示(图 6a₁~6c₁), 抽提后样品在微孔尺度(<2 nm)的孔体积显著增加, C30、LY10 和 YY1 等多口取心井样品均表现出一致的增大趋势, 说明原先被烃类占据的微孔空间在溶剂抽提过程中得以有效释放. 抽提前后低温氮气吸附实验的孔径分布曲线对比结果显示(图 6a₂~6c₂), 在介孔-部分宏孔范围(2~200 nm)内, 不同样品呈现非均质性响应: 有机溶剂抽提后, 图 6a₂ 和图 6c₂ 所示样品的介孔-宏孔体积可见增加, 而图 6b₂ 所示样品则几乎未发生变化. 图 6b₂ 所示无明显变化可能与样品的组构特征有关, 该样品对应于图 5d~5f 所示页岩, 其有机质含量较高, 而无机矿物纹层发育较弱, 导致无机孔隙及层理缝发育程度低, 可能是造成该尺寸范围孔隙空间释放

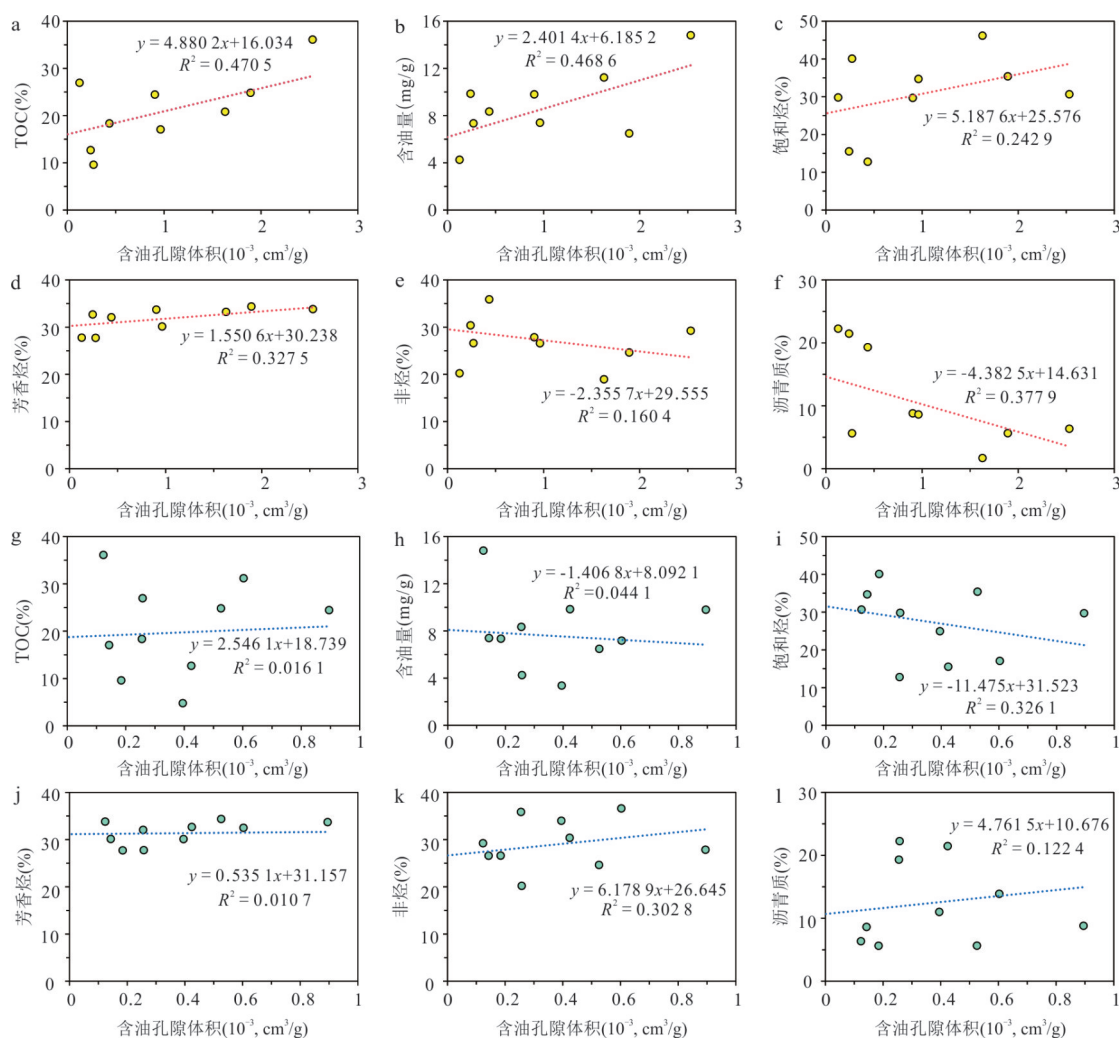


图7 不同尺度含油孔隙体积与 TOC、含油性及烃类组分相关性

Fig.7 Correlation analysis of oil-bearing pore volume at different scales with TOC, hydrocarbon contents and components

洗油前后低温 CO_2 吸附实验数据与有机地化实验数据相关性分析: a. 含油微孔体积与 TOC 相关性; b. 含油微孔体积与含油量相关性; c~f. 含油微孔体积与烃类族组成相关性. 洗油前后低温 N_2 吸附实验数据与有机地化实验数据相关性分析: g. 含油介-宏孔体积与 TOC 相关性; h. 含油介-宏孔体积与含油量相关性; i~l. 含油介-宏孔体积与烃类族组成相关性

程度较低的内在因素. 联合孔径分布曲线对比显示(图 6a₃~6c₃), 鄂尔多斯盆地长 7₃ 段页岩孔径分布整体呈双峰特征, 两个峰值分别对应于微孔范围和介-宏孔范围内的孔隙发育主体. 总体而言, 微孔孔隙体积占比较高, 且抽提后新增孔隙体积更为显著(图 6a₃~6c₃). 结合氯仿沥青 A 含量与族组成分析(图 6a₄~6c₄), 抽提后样品中氯仿沥青 A 含量介于 6.83~14.81 mg/g, C30 与 LY10 井样品(鄂尔多斯盆地陇东地区)以饱和烃(30.63%~35.38%)和芳烃(33.82%~34.35%)为主, 非烃与沥青质含量较低; YY1 井样品(鄂尔多斯盆地姬塬地区)中以芳香烃(32.50%)和非烃(36.59%)为主, 饱和烃和沥青质含量较低.

基于抽提前后低温 CO_2 吸附实验所获得的含

油孔隙体积数据与有机地化实验数据, 进一步分析微孔尺度内孔隙结构与烃类组成之间的内在关联. 结果显示, 含油微孔体积与多项有机地化参数具有一定的相关性, 其与总有机碳含量(TOC)、含油量呈正相关(图 7a、7b), 表明有机质丰度越高, 微孔体积越大, 说明微孔可能主要由有机质(干酪根)贡献, 且微孔是烃类赋存的重要空间. 同时, 含油微孔与饱和烃、芳香烃含量呈弱正相关(图 7c、7d), 说明轻质饱和烃、芳香烃组分可能倾向于在微孔体系中赋存, 并在抽提后有效释放孔隙空间. 相比之下, 非烃与沥青质则与含油微孔显示弱负相关趋势(图 7e、7f), 可能表明微孔不易被分子量较大、结构复杂的非烃与沥青质等组分赋存.

相比之下,基于低温 N_2 吸附获得的介-宏孔尺度含油孔隙体积与各有机地化参数之间的相关性整体较差(图7g~7l).总有机碳含量(TOC)、含油量与含油介-宏孔体积之间的相关性较弱(图7g~7h),表明介-宏孔隙并非主要由有机质提供,且并非烃类赋存的主要空间.饱和烃含量与含油介-宏孔体积呈弱正相关性(图7i),芳烃含量与其相关性不明显(图7j).与微孔特征相反,非烃与沥青质含量与含油介-宏孔体积呈弱正相关性(图7k、7l),这一特征可能暗示非烃与沥青质等极性较强、分子量较大的重质组分更倾向于赋存于尺寸较大的介-宏孔系统中.

综上所述,页岩纳米孔隙系统中烃类的赋存行为表现出尺度效应与组分分异,其本质是不同烃类组分与对应储集空间之间的选择性耦合.本研究发现分子量较小的轻质饱和烃、芳香烃组分可能倾向于赋存在微孔网络,而介-宏孔空间则可能更易被分子量较大的非烃、沥青质等重组分占据.

4 烃类赋存机制与垂向分布规律

4.1 烃类赋存机制综合对比

根据陆相页岩层系中烃源岩与储集层之间的空间配置关系,可将其划分为源储一体、源储共生和源储分离三种组合类型(杨智等, 2022; 郭旭升等, 2025).这三种源储组合类型对应着差异化的烃类生成、运移、滞留与赋存(赵喆等, 2025).基于本文研究成果,系统对比了三类源储组合模式中烃类在多尺度多类型储集空间中的赋存机制,并结合微观孔隙结构与成藏机理进行深入探讨,旨在深化对页岩油富集地质规律的认识.

在源储分离型陆相页岩层系中,例如鄂尔多斯盆地延长组 7_{1+2} 亚段,烃类在烃源岩层中生成后,通常经历米级以上的较长距离运移,最终进入物性相对较好的夹层砂岩储集层(图8).在烃类运移与充注过程中,常伴随有机酸对矿物的溶蚀作用,从而改善储集空间.在该类储层中,烃类主要赋存于粒间孔、溶蚀孔等无机孔隙内,赋存孔隙尺度多为微米级,并以“游离”状态存在(图2).此类体系中,烃类富集程度主要受控于孔隙度,储层物性直接决定了烃类物质的富集总量.并且由于储集空间较大且流体流动性良好,烃类具有较强的可动性.

在源储共生型陆相页岩层系中,以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩层系为例,烃类经历了在有限

运移范围内的动态聚集过程.在该体系中,烃类于烃源岩中生成后,通过微尺度运移或短距离运移进入邻近页岩纹层或其他岩性储层.孔二段烃源岩附近的储集体一般有机质含量较低,但普遍发育无机孔隙,主要包括长英质、灰云质及混合质页岩(纹层).烃源岩排烃后,运移沥青进入附近互层储层并逐步充填其无机孔隙.在持续的热演化作用下,充填的运移沥青进一步发生二次热解,在沥青内部形成气泡状或不规则状有机孔隙(图3).无机矿物格架间的“原生无机孔隙”与运移沥青内部的“次生有机孔隙”通过组合及嵌套关系共同构成“有机-无机复合孔隙系统”,成为该类储层中烃类赋存的主要场所(图8).该孔隙系统的尺寸主要为纳-微米级,烃类在此类孔隙系统中呈吸附态或游离态赋存.有机质成熟度是控制该类储层中烃类富集的关键因素,更高的成熟度可促进固态-半固态运移沥青向可溶性液态烃的转化(图4),从而显著提升储层中的可溶液态烃类赋存含量.

源储一体型页岩层系石油富集体系以鄂尔多斯盆地长 7_3 亚段的黑色页岩段(富有机质页岩段)为代表(李士祥等, 2023; 朱立文等, 2025).在该类型储层中,烃类可以“溶胀”的形式赋存在富有机质页岩干酪根的有机分子格架内(图5、图6),该类有机分子格架构成的储集空间尺寸主要为纳米级,形成了“原位滞留”的页岩油赋存.此外,富有机质页岩中同时也发育页理缝和多种微裂缝,它们为游离油的赋存提供了储集空间(图8).总的来说,富有机质页岩的烃类富集程度受有机质含量控制,TOC越高,干酪根所能提供的烃类赋存空间(内部溶胀空间)越多,总体含油性越好.由于烃类在干酪根中主要呈溶胀态存在,自由态比例很低,因而限制干酪根内赋存烃类的可动性.然而基于本次研究发现,富有机质页岩内的干酪根由于烃类排出-体积收缩可诱发顺层微裂缝和网状微裂缝的形成(图5),这为富有机质页岩中赋存烃的运移和开发提供了可能的渗流通道.

综上所述,依据不同源储组合配置,烃类赋存状态与多尺度、多类型储集空间构成了不同的耦合关系.在源储分离型组合中,储层以微米级无机孔隙(如粒间孔、溶蚀孔)为主,烃类主要呈游离态赋存,其富集程度受控于储层孔隙度、渗透率等物性参数;在源储共生型组合中,储集空间表现为纳米-微米级有机质孔与无机孔耦合发育的复合孔隙系统,烃类以吸附态或游离态赋存,有机质成熟

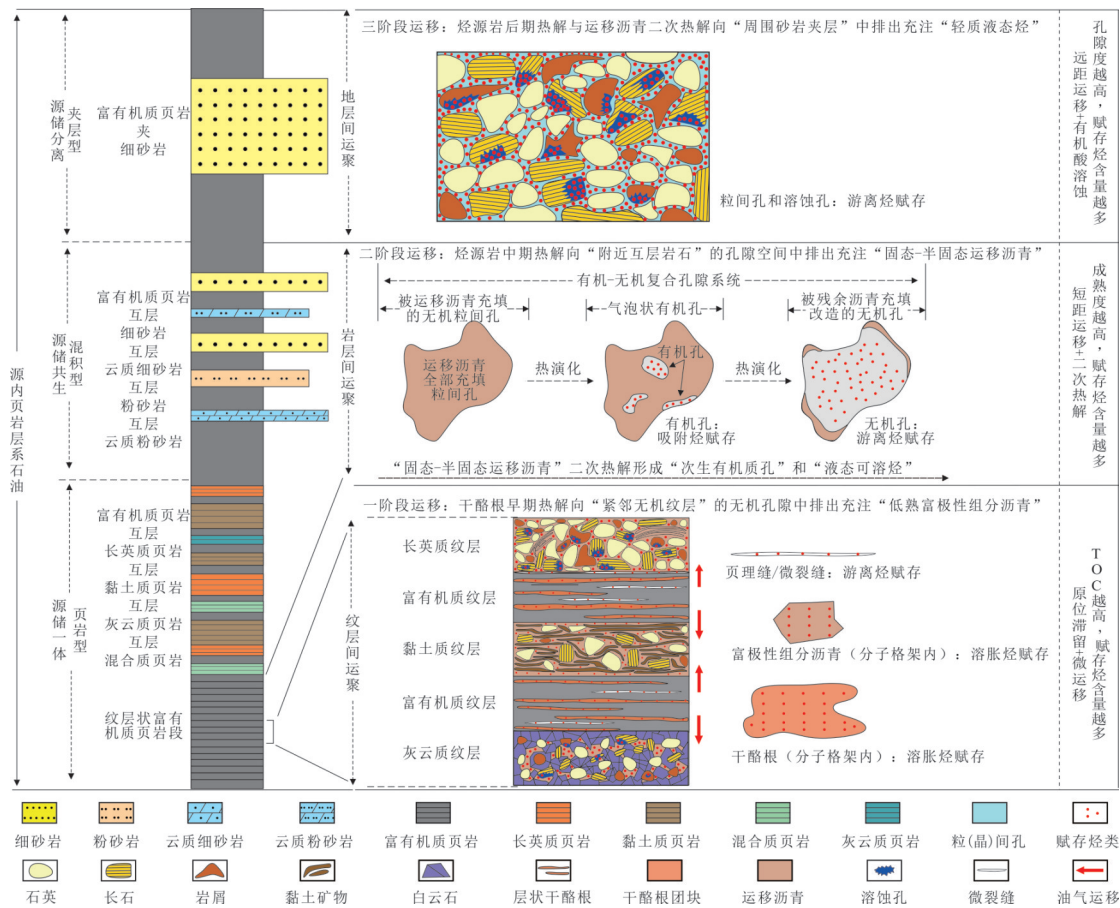


图 8 陆相页岩层系石油储层中烃类赋存机制及其垂向分布模式

Fig.8 The hydrocarbon occurrence mechanism and vertical distribution pattern in petroleum reservoirs of continental shale strata

度成为制约烃类吸附量与可动性的核心控制因素;在源储一体型组合中,储集空间以有机质内生的纳米级孔和页理缝/微裂缝为主体,烃类可呈溶胀态或分子级分散态赋存于干酪根网络中,其富集程度主要取决于有机质丰度(TOC)与品质.三类源储组合所对应的孔隙成因、尺度范围、赋存形式及主控因素存在系统性差异,共同构成了陆相页岩油烃类赋存机制的完整谱系.

4.2 烃类赋存机制垂向分布规律

在陆相页岩层系的垂向地层序列中,三种烃类赋存机制及其对应的储集空间配置呈现出阶段式分布的内在关联,共同构成从源岩核心到外围储层的完整流体运聚路径(图8).第一阶段,在“源岩内部”,烃类在生成后,首先以“溶胀”形式原位滞留赋存于干酪根内部的分子格架之中,包括层状或分散团块状干酪根;另外,干酪根早期热解生成的低熟富极性组分沥青,微运移至紧邻的无机纹层后在其内部也可赋存溶胀烃.第二阶段,在“源内共生储层范围”,随着生烃持续进行与地层压力增加,部分液

态烃类及固态-半固态运移沥青发生短距离运移,进入烃源岩附近互层的富无机孔隙岩石储层.运移沥青在此类储层中充注并改造原有的无机孔隙系统,并在进一步热演化过程中发生二次热解,形成丰富的次生有机孔隙和液态可溶烃,构成受热成熟度调控的吸附烃/游离烃共存的源储共生型页岩油储层.第三阶段,干酪根热解生成的烃类及运移沥青二次热解烃类产物可继续向外围运移,在距烃源岩层一定距离的“近源储层”内聚集.这些烃类经历米级以上的较长距离运移,最终主要以游离形式赋存于储层的粒间孔、溶蚀孔等无机孔隙中,形成典型的源储分离型页岩层系石油储层.

从源岩核心到外围储层,烃类赋存形式呈现出“溶胀-吸附-游离”的连续过渡,储集空间则由纳米级有机孔隙向微米级无机孔隙系统演变,这一垂向序列揭示了烃类动态运移与多尺度多类型赋存的内在联系.三类源储组合构成了一个从“原位滞留”到“规模运移”、从“纳米束缚”到“微米可动”的完整地质过程.源储一体型代表原位滞留的端元;源储

分离型代表经过显著运移聚集的端元;源储共生型则处于过渡状态.其赋存形式从溶胀态、吸附态到游离态的转变,直接对应于孔隙尺度从纳米级到微米级的增长,以及主控因素从有机质丰度、热成熟度到储层物性的系统性转移.页岩层系石油储层中烃类的赋存特征是源储空间配置关系的微观体现,深刻控制着烃类的相态、分布与聚集机理.这一认识对于评价页岩层系石油资源潜力、预测富集层段及理解其在地质历史中的演化行为具有核心理论价值.未来研究可进一步聚焦于不同赋存状态下烃类的相行为演化、多尺度孔隙网络中流体的运移机理以及地质条件对赋存形式的动态控制作用.

5 结论

(1)本文研究明确了不同源储组合模式下烃类赋存与多尺度多类型储集空间的耦合关系.在“源储分离”型夹层砂岩储层中,烃类主要呈游离态赋存于微米级无机粒间孔隙中,其富集总量主要由储层孔隙度决定;在“源储共生”型混积页岩储层中,烃类以吸附态或游离态赋存于有机-无机复合孔隙系统中,其富集程度与可动性受热成熟度调控;在“源储一体”型富有机质页岩储层中,烃类可呈“溶胀态”赋存于干酪根内部的微孔网络内,页理缝和微裂缝等无机储集空间内可赋存游离烃,其富集程度受总有机碳(TOC)含量控制.

(2)本研究通过高分辨率显微原位对比观察为“烃类吸附赋存于运移沥青内部有机孔”及“烃类以溶胀态赋存于干酪根内部”两种烃类赋存机制提供了直接的图像证据.经有机溶剂抽提后,运移沥青内部可暴露出气泡状或不规则形态的有机孔隙;原本均质饱满的干酪根在经有机溶剂抽提后发生水平与垂直方向的体积收缩,在干酪根内部发育网状裂缝,在有机-无机纹层界面处形成顺层裂缝.

(3)陆相页岩层系石油“生-排-运-聚”过程中遵循“溶胀-吸附-游离”的垂向分布序列.从烃源岩核心到外围储层,烃类赋存形式由原位滞留的溶胀态,经短距离运移形成的吸附态,最终演化为长距离运移聚集的游离态;相应地,储集空间亦由纳米级有机孔向微米级无机孔系统演变.这一连续演化路径构成了一个从“原位滞留”到“规模运移”、从“纳米束缚”到“微米可动”的完整页岩层系石油富集体系.

References

- Atchley, S. C., Crass, B. T., Prince, K. C., 2021. The Prediction of Organic-Rich Reservoir Facies within the Late Pennsylvanian Cline Shale (also Known as Wolfcamp D), Midland Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, 105(1): 29—52. <https://doi.org/10.1306/07272020010>
- Fan, Y. C., Liu, K. Y., Pu, X. G., et al., 2022. Morphological Classification and Three-Dimensional Pore Structure Reconstruction of Shale Oil Reservoirs: A Case from the Second Member of Paleogene Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, East China. *Petroleum Exploration and Development*, 49(5): 1085—1097. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(22\)60334-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60334-3)
- Fu, J. H., Li, S. X., Guo, Q. H., et al., 2022. Enrichment Conditions and Favorable Area Optimization of Continental Shale Oil in Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 43(12): 1702—1716 (in Chinese with English abstract).
- Fu, J. H., Li, S. X., Hou, Y. T., et al., 2020. Breakthrough of Risk Exploration of Class II Shale Oil in Chang 7 Member of Yanchang Formation in the Ordos Basin and Its Significance. *China Petroleum Exploration*, 25(1): 78—92 (in Chinese with English abstract).
- Fu, J. H., Wang, L., Chen, X., et al., 2023. Progress and Prospects of Shale Oil Exploration and Development in the Seventh Member of Yanchang Formation in Ordos Basin. *China Petroleum Exploration*, 28(5): 1—14 (in Chinese with English abstract).
- Gao, Z. Y., Bai, L. X., Hu, Q. H., et al., 2024. Shale Oil Migration across Multiple Scales: A Review of Characterization Methods and Different Patterns. *Earth-Science Reviews*, 254: 104819. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2024.104819>
- Guo, X. S., Ma, X. X., Li, M. W., et al., 2023. Mechanisms for Lacustrine Shale Oil Enrichment in Chinese Sedimentary Basins. *Oil & Gas Geology*, 44(6): 1333—1349 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X. S., Shen, B. J., Li, M. W., et al., 2025. Research Progress and Key Research Directions of Shale Oil in Lacustrine Rift Basins. *Petroleum Exploration and Development*, 52(5): 983—996 (in Chinese with English abstract).
- Hackley, P. C., Cardott, B. J., 2016. Application of Organic Petrography in North American Shale Petroleum Systems: A Review. *International Journal of Coal Geology*, 163: 8—51. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>
- Han, W. Z., Zhao, X. Z., Jin, F. M., et al., 2021. Sweet Spots Evaluation and Exploration of Lacustrine Shale

- Oil of the Second Member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 48(4): 777–786 (in Chinese with English abstract).
- He, W. Y., 2022. Discovery and Significance of Nano Pores and Nano Fractures of Clay in Gulong Shale Oil Reservoir in Songliao Basin. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 41(3): 1–13 (in Chinese with English abstract).
- Hou, Y. T., Yang, Z. Y., Zhang, Z. Y., et al., 2024. Geological Understanding and Exploration Potential of Shale Oil in the Third Sub-Member of the Seventh Member of Yanchang Formation in Ordos Basin. *China Petroleum Exploration*, 29(6): 16–28 (in Chinese with English abstract).
- Hu, T., Jiang, F. J., Pang, X. Q., et al., 2024. Identification and Evaluation of Shale Oil Micro-Migration and Its Petroleum Geological Significance. *Petroleum Exploration and Development*, 51(1): 114–126 (in Chinese with English abstract).
- Hui, X., Hou, Y. C., Qu, T., et al., 2025. Progradational Sequence Stratigraphic Architecture of the Triassic Yanchang Formation and a Case Study of Qingcheng Oilfield, Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 52(5): 1028–1040 (in Chinese with English abstract).
- 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 (in Chinese with English abstract).
- Jia, C. Z., Jiang, L., Zhao, W., 2023. The Shale Revolution and Basic Geological Theory Problems of Shale and Tight Oil and Gas. *Petroleum Science Bulletin*, 8(6): 695–706 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Z. J., Wang, G. P., Liu, G. X., et al., 2021. Research Progress and Key Scientific Issues of Continental Shale Oil in China. *Acta Petrolei Sinica*, 42(7): 821–835 (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(1): 1–14 (in Chinese with English abstract).
- Kumar, S., Chandra, D., Hazra, B., et al., 2025. Integration of Fluid-Invasive, Scattering, and Imaging Methods in Resolving Pore Structures in Coal and Shale. *Fuel*, 395: 135185. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.135185>
- 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).
- Li, S. X., Guo, Q. H., Pan, S. Q., et al., 2023. Influence of Intrasource Micro-Migration of Hydrocarbons on the Differential Enrichment of Laminated Type Shale Oil: A Case Study of the Third Sub-Member of the Seventh Member of the Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin. *China Petroleum Exploration*, 28(4): 46–54 (in Chinese with English abstract).
- Li, S. X., Guo, Q. H., Zhou, X. P., et al., 2022. Reservoir Characteristics and Exploration Direction of Pure Shale-Type Shale Oil in the 3rd Sub-Member, 7th Member of Yanchang Formation in Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 43(11): 1509–1519 (in Chinese with English abstract).
- Liu, B., Shi, J. X., Fu, X. F., et al., 2018. Petrological Characteristics and Shale Oil Enrichment of Lacustrine Fine-Grained Sedimentary System: A Case Study of Organic-Rich Shale in First Member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(5): 828–838 (in Chinese with English abstract).
- Liu, X. Y., Liu, J. Y., Wang, X. J., et al., 2025. Mechanisms of Fine-Grained Sedimentation and Reservoir Characteristics of Shale Oil in Continental Freshwater Lacustrine Basin: A Case Study from Chang 7₃ Sub-Member of Triassic Yanchang Formation in Southwestern Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 52(1): 84–98 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Y. S., Cai, X. Y., Zhao, P. R., et al., 2022. Geological Characteristics and Exploration Practices of Continental Shale Oil in China. *Acta Geologica Sinica*, 96(1): 155–171 (in Chinese with English abstract).
- Niu, X. B., Lv, C. F., Feng, S. B., et al., 2025a. Lamina Combination Characteristics and Differential Shale Oil Enrichment Mechanisms of Continental Organic-Rich Shale: A Case Study of Triassic Yanchang Formation Chang 7₃ Sub-Member, Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 52(2): 279–291 (in Chinese with English abstract).
- Niu, X. B., Fan, J. M., Zhang, C., et al., 2025b. Practices and Research for Enhanced Shale Oil Recovery in the Qingcheng Oilfield, Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 46(5): 1664–1681 (in Chinese with English abstract).

- Pu, X. G., Jin, F. M., Han, W. Z., et al., 2019. Sweet Spots Geological Characteristics and Key Exploration Technologies of Continental Shale Oil: A Case Study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag. *Acta Petrolei Sinica*, 40(8): 997—1012 (in Chinese with English abstract).
- Rabbani, A., Baychev, T. G., Ayatollahi, S., et al., 2017. Evolution of Pore-Scale Morphology of Oil Shale during Pyrolysis: A Quantitative Analysis. *Transport in Porous Media*, 119: 143—162. <https://doi.org/10.1007/s11242-017-0877-1>
- Xi, K. L., Li, K., Cao, Y. C., et al., 2020. Laminae Combination and Shale Oil Enrichment Patterns of Chang 7₃ Sub-Member Organic-Rich Shales in the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(6): 1244—1255 (in Chinese with English abstract).
- Xiao, Y. Y., Niu, X. B., Lv, C. F., et al., 2025. Lamina Types and Mechanisms of Differences in Reservoir Properties of Organic-Rich Shale in the Chang 7₃ Sub-Member, Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 36(10): 1868—1883 (in Chinese with English abstract).
- Xin, H. G., Tian, Y., Feng, S. B., et al., 2023. Geological Characteristics and Potential Evaluation of Typical Inter-layer Shale Oil in the Ordos Basin: A Case Study of the Chang 7 Member of Well Ning228. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 42(3): 114—124 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z., Hou, L. H., Lin, S. H., et al., 2018. Geologic Characteristics and Exploration Potential of Tight Oil and Shale Oil in Lucaogou Formation in Jimsar Sag. *China Petroleum Exploration*, 23(4): 76—85 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z., Zou, C. N., 2019. Exploring Petroleum Inside Source Kitchen: Connotation and Prospects of Source Rock Oil and Gas. *Petroleum Exploration and Development*, 46(1): 173—184 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z., Zou, C. N., 2022. Orderly "Symbiotic Enrichment" of Conventional and Unconventional Oil and Gas: Discussion on the Theory and Technology of Conventional and Unconventional Petroleum Geology. *Acta Geologica Sinica*, 96(5): 1635—1653 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z., Zou, C. N., Fan, Y. C., et al., 2023. Basic Properties and Exploitation Strategies of Source Rock Strata. *Advances in Geo-Energy Research*, 10(2): 77—83. <https://doi.org/10.46690/ager.2023.11.02>
- Yang, Z., Zou, C. N., Fan, Y. C., et al., 2026. Source Rock Oil and Gas: The New Engine of the Ordos Super Energy Basin. *World Petroleum Industry*, 33(1—2): 142—159 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z., Zou, C. N., Wu, S. T., et al., 2022. Reservoir Fracturing or Hydrocarbon Generating?—On the Reservoir and Source Rock Properties of Source Rock Strata Oil and Gas. *Acta Geologica Sinica*, 96(1): 183—194 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, P. F., Wu, H., Lu, S. F., et al., 2024. The Occurrence of Pore Fluid in Shale-Oil Reservoirs Using Nuclear Magnetic Resonance: The Paleogene Funing Formation, Subei Basin, Eastern China. *Marine and Petroleum Geology*, 167: 1—15. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.106986>
- Zhao, W. Z., Hu, S. Y., Hou, L. H., et al., 2020a. Types and Resource Potential of Continental Shale Oil in China and Its Boundary with Tight Oil. *Petroleum Exploration and Development*, 47(1): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, W. Z., Zhu, R. K., Hu, S. Y., et al., 2020b. Accumulation Contribution Differences between Lacustrine Organic-Rich Shales and Mudstones and Their Significance in Shale Oil Evaluation. *Petroleum Exploration and Development*, 47(6): 1079—1089 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, X. Z., Pu, X. G., Han, W. Z., et al., 2017. A New Method for Lithology Identification of Fine Grained Deposits and Reservoir Sweet Spot Analysis: A Case Study of Kong 2 Member in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 44(4): 492—502 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, X. Z., Zhou, L. H., Pu, X. G., et al., 2019. Favorable Formation Conditions and Enrichment Characteristics of Lacustrine Facies Shale oil in Faulted Lake Basin: A Case Study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 40(9): 1013—1029 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, Z., Liu, X. S., Yang, W. J., et al., 2025. Progress and Direction Thinking of Oil and Gas Exploration in New Areas and New Fields of Ordos Basin. *Acta Geologica Sinica*, 99(12): 4295—4312 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, L. H., Zhao, X. Z., Chai, G. Q., et al., 2020. Key Exploration & Development Technologies and Engineering Practice of Continental Shale Oil: A Case Study of Member 2 of Paleogene Kongdian Formation in Cang-

- dong Sag, Bohai Bay Basin, East China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(5): 1059–1066 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, H. J., Li, S. J., Hu, Z. Q., et al., 2023. Microstructural Observations of Clay-Hosted Pores in Black Shales: Implications for Porosity Preservation and Petrophysical Variability. *Clay Minerals*, 58(3): 310–323. <https://doi.org/10.1180/clm.2023.28>
- Zhu, L. W., Xin, H. G., Feng, S. B., et al., 2025. Lithofacies Assemblage and Depositional Models of Shale Oil Reservoir in the Chang 7₃ Sub-Member, Yanchang Formation, Longdong Area, Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 36(7): 1275–1290 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Li, S. X., Xiong, B., et al., 2026. The Concept, Connotation, Pathways, and Significance of the Integrated Whole-Energy Integrated System. *Acta Petrolei Sinica*, 47(1): 1–20 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Pan, S. Q., Jing, Z. H., et al., 2020. Shale Oil and Gas Revolution and Its Impact. *Acta Petrolei Sinica*, 41(1): 1–12 (in Chinese with English abstract).
- ### 中文参考文献
- 付金华, 李士祥, 郭茂恒, 等, 2022. 鄂尔多斯盆地陆相页岩油富集条件及有利区优选. *石油学报*, 43(12): 1702–1716.
- 付金华, 李士祥, 侯雨庭, 等, 2020. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段 II 类页岩油风险勘探突破及其意义. *中国石油勘探*, 25(1): 78–92.
- 付金华, 王龙, 陈修, 等, 2023. 鄂尔多斯盆地长 7 页岩油勘探开发新进展及前景展望. *中国石油勘探*, 28(5): 1–14.
- 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, 申宝剑, 黎茂稳, 等, 2025. 陆相断陷湖盆页岩油研究进展与重点攻关方向. *石油勘探与开发*, 52(5): 983–996.
- 韩文中, 赵贤正, 金凤鸣, 等, 2021. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段湖相页岩油甜点评价与勘探实践. *石油勘探与开发*, 48(4): 777–786.
- 何文渊, 2022. 松辽盆地古龙页岩油储层黏土中纳米孔和纳米缝的发现及其意义. *大庆石油地质与开发*, 41(3): 1–13.
- 侯雨庭, 杨兆钰, 张忠义, 等, 2024. 鄂尔多斯盆地延长组长 7₃ 页岩油地质认识与勘探前景. *中国石油勘探*, 29(6): 16–28.
- 胡涛, 姜福杰, 庞雄奇, 等, 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.
- 惠潇, 侯云超, 屈童, 等, 2025. 鄂尔多斯盆地延长组前积型层序地层结构及庆城油田实例分析. *石油勘探与开发*, 52(5): 1028–1040.
- 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.
- 贾承造, 姜林, 赵文, 2023. 页岩油气革命与页岩油气、致密油气基础地质理论问题. *石油科学通报*, 8(6): 695–706.
- 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等, 2021. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题. *石油学报*, 42(7): 821–835.
- 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(1): 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.
- 李士祥, 郭茂恒, 潘松圻, 等, 2023. 烃类源内微运移对页理型页岩油差异富集的影响: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7₃ 亚段为例. *中国石油勘探*, 28(4): 46–54.
- 李士祥, 郭茂恒, 周新平, 等, 2022. 鄂尔多斯盆地延长组 7 段 3 亚段页岩型页岩油储层特征及勘探方向. *石油学报*, 43(11): 1509–1519.
- 柳波, 石佳欣, 付晓飞, 等, 2018. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件——以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例. *石油勘探与开发*, 45(5): 828–838.
- 刘显阳, 刘江艳, 王秀娟, 等, 2025. 陆相淡水湖盆细粒沉积成因机制及页岩油储集特征: 以鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长 7₃ 亚段为例. *石油勘探与开发*, 52(1): 84–98.
- 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等, 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.
- 牛小兵, 吕成福, 冯胜斌, 等, 2025a. 陆相富有机质页岩纹层组合特征与页岩油差异富集机理: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7₃ 亚段为例. *石油勘探与开发*, 52(2): 279–291.
- 牛小兵, 樊建明, 张超, 等, 2025b. 鄂尔多斯盆地庆城页岩油提高采收率实践及探索. *石油与天然气地质*, 46(5): 1664–1681.
- 蒲秀刚, 金凤鸣, 韩文中, 等, 2019. 陆相页岩油甜点地质特征与勘探关键技术——以沧东凹陷孔店组二段为例. *石油学报*, 40(8): 997–1012.
- 蒯克来, 李克, 操应长, 等, 2020. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7₃ 亚段富有机质页岩纹层组合与页岩油富集模式. *石油勘探与开发*, 47(6): 1244–1255.
- 肖月也, 牛小兵, 吕成福, 等, 2025. 鄂尔多斯盆地长 7₃ 亚段富有机质页岩纹层类型及其储集性差异机制. *天然气*

- 地球科学, 36(10): 1868—1883.
- 辛红刚, 田杨, 冯胜斌, 等, 2023. 鄂尔多斯盆地典型夹层型页岩油地质特征及潜力评价: 以宁228井长7段为例. 地质科技通报, 42(3): 114—124.
- 杨智, 侯连华, 林森虎, 等, 2018. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油、页岩油地质特征与勘探潜力. 中国石油勘探, 23(4): 76—85.
- 杨智, 邹才能, 2019. “进源找油”: 源岩油气内涵与前景. 石油勘探与开发, 46(1): 173—184.
- 杨智, 邹才能, 2022. 论常规-非常规油气有序“共生富集”——兼论常规-非常规油气地质学. 理论与技术地质学报, 96(5): 1635—1653.
- 杨智, 邹才能, 范雨辰, 等, 2026. 非常规源岩油气: 鄂尔多斯能源超级盆地的新引擎. 世界石油工业, 33(1-2): 142—159.
- 杨智, 邹才能, 吴松涛, 等, 2022. 造缝产烃还是改质造烃? ——论含油气源岩层系的储集层属性和烃源岩属性. 地质学报, 96(1): 183—194.
- 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等, 2020a. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界. 石油勘探与开发, 47(1): 1—10.
- 赵文智, 朱如凯, 胡素云, 等, 2020b. 陆相富有机质页岩与泥岩的成藏差异及其在页岩油评价中的意义. 石油勘探与开发, 47(6): 1079—1089.
- 赵贤正, 蒲秀刚, 韩文中, 等, 2017. 细粒沉积岩性识别新方法 with 储集层甜点分析——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例. 石油勘探与开发, 44(4): 492—502.
- 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等, 2019. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例. 石油学报, 40(9): 1013—1029.
- 赵喆, 刘新社, 杨文敬, 等, 2025. 鄂尔多斯盆地油气勘探新区新领域进展与方向思考. 地质学报, 99(12): 4295—4312.
- 周立宏, 赵贤正, 柴公权, 等, 2020. 陆相页岩油效益勘探开发关键技术与工程实践——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔二段为例. 石油勘探与开发, 47(5): 1059—1066.
- 朱立文, 辛红刚, 冯胜斌, 等, 2025. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组7₃亚段页岩油岩相组合特征及沉积模式. 天然气地球科学, 36(7): 1275—1290.
- 邹才能, 李士祥, 熊波, 等, 2026. 全能源系统概念、内涵、路径及意义. 石油学报, 47(1): 1—20.
- 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等, 2020. 页岩油气革命及影响. 石油学报, 41(1): 1—12.