

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

杜心宇^{1,2,3}, 钱门辉^{1,2,3}, 刘雅慧^{1,2,3}, 亓华胜^{1,2,3}, 朱峰^{1,2,3}, 李志明^{1,2,3}, 俞凌杰^{1,2,3},
李楚雄^{1,2,3}, 张文涛^{1,2,3}, 冷筠滢^{1,2,3}

(1. 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; 2. 中国石化 油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126;
3. 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)

摘要:复兴油田首期探明页岩油气地质储量通过评审, 印证了四川盆地复兴地区陆相页岩油气良好的资源潜力。尽管已有研究基础雄厚, 但仍存在因油-水组分未恢复而导致评价结果失真、全流体定量表征手段缺失以及源-储耦合机理不清等瓶颈。以四川盆地东部复兴地区中-下侏罗统富有机质陆相页岩为研究对象, 研究层段包含凉二(凉高山组二段)下亚段、东(自流井组东岳庙段)一亚段和大(自流井组大安寨段)二亚段。建立“岩石颜色-有机质丰度-沉积构造-矿物组分”4参数岩相划分方案, 识别出8种主要岩相, 并围绕其流体赋存规律与源-储耦合特征展开系统研究。基于复兴地区中-下侏罗统主要氢核组分的 T_1 - T_2 二维核磁共振定量识别图版, 构建了不同岩相页岩流体恢复与赋存特征评价流程, 通过水序列和油序列实验分别恢复原位地层条件下的流体赋存状态, 应用陆相页岩源-储耦合系数对该层系页岩的源-储耦合特征进行了综合评价。研究认为: ①有机质类型、有机质丰度、孔隙度、孔径分布及流体组分共同控制页岩油的赋存状态, 是评价优质储层的关键指标。②游离油与吸附油的含量及其比例是表征页岩含油性和可动性的重要指标, 黏土矿物束缚水会占据部分页岩油的赋存空间, 毛细管束缚水则易阻塞孔喉通道, 二者均为制约储集性能与流体可动性的重要因素。③凉二下亚段灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相(L1)和东一亚段灰黑色富碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L7)为源-储耦合关系良好的A类岩相, 评价结果与实验数据高度吻合, 较准确地还原了地质条件下储层的含油性、储集性和可动性特征。研究建立的“岩相识别-流体恢复-关键参数定量评价-耦合类型分级评价”方法体系具有较强的实用性与可靠性, 试油-试采效果良好, 能够实现总有机碳含量(TOC)、游离烃含量、吸附烃含量、总孔隙度和束缚水含量等关键参数的精确测算, 为陆相页岩富集层段与最优靶窗优选提供了有效手段, 对复兴地区陆相页岩油气的立体勘探与高效开发具有重要支撑作用。

关键词: 二维核磁共振; 流体赋存; 源-储耦合; 陆相页岩; 复兴地区; 四川盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Fluid occurrence patterns and source rock-reservoir coupling characteristics of the Middle-Lower Jurassic continental shale reservoirs in the Fuxing area, Sichuan Basin

DU Xinyu^{1,2,3}, QIAN Menhui^{1,2,3}, LIU Yahui^{1,2,3}, QI Huasheng^{1,2,3}, ZHU Feng^{1,2,3}, LI Zhiming^{1,2,3}, YU Lingjie^{1,2,3},
LI Chuxiong^{1,2,3}, ZHANG Wentao^{1,2,3}, LENG Junying^{1,2,3}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 3. Wuxi Institute of Petroleum Geology, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: The proved shale oil and gas initially-in-place (PIIP) in the Fuxing oilfield have been successfully booked, confirming the great resource potential of continental shale oil and gas in the Fuxing area, Sichuan Basin. Although substantial studies have been conducted, several bottlenecks persist in research on continental shales in this area, including distorted resource evaluation results caused by the failure to restore the original oil-water composition, a lack of

收稿日期: 2025-09-26; 修回日期: 2025-11-13。

第一作者简介: 杜心宇(1995—), 男, 助理研究员, 非常规油气地质。E-mail: duxinyu_syky@sinopec.com。

基金项目: 中国石化石油勘探开发研究院科技项目(YK-2024-024, YK-2025-08); 中国石油化工股份有限公司科技部重大项目(P23229)。

methods for whole-fluid quantitative characterization, and an unclear understanding of source rock-reservoir coupling mechanisms. To address these challenges, we investigate the Middle-Lower Jurassic organic-rich continental shales in the Fuxing area, eastern Sichuan Basin, with target intervals including the lower sub-member of the 2nd member of the Lianggaoshan Formation (Liang 2 Member), as well as the 1st sub-member of the Dongyuemiao Member (Dong 1 Sub-member) and the 2nd sub-member of the Da'anzhai Member (Da 2 Sub-member) of the Ziliujing Formation. A scheme for lithofacies classification based on four parameters (i. e., color, organic matter abundance, sedimentary structure, and mineral composition of rocks) is established, enabling the identification of eight major shale lithofacies in the study area. The fluid occurrence patterns and source rock-reservoir coupling characteristics of various shale lithofacies are systematically investigated in this study. Based on the 2D T_1 - T_2 nuclear magnetic resonance (NMR) chart for the quantitative identification of major hydrogen-bearing components in the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, a workflow is developed for fluid restoration and the evaluation of fluid occurrence characteristics across various shale lithofacies. The in-situ fluid saturation and distribution in reservoirs are restored through drainage and imbibition experiments. Accordingly, the source rock-reservoir coupling characteristics of shales at the target intervals are comprehensively evaluated based on the source rock-reservoir coupling coefficient (SRCC) for continental shales. The results indicate that the occurrence state of shale oil is jointly controlled by organic matter type, organic matter abundance, porosity, pore size distribution, and fluid composition, which serve as the key indicators for evaluating high-quality reservoirs. The contents of free and adsorbed oil, along with their ratios, are important parameters for characterizing the oil-bearing properties and oil mobility of shales. Clay-bound water occupies part of spaces for shale oil occurrence, while capillary-bound water tends to block pore-throat channels, both factors significantly restricting the reservoir properties and fluid mobility. Both the grayish-black carbon-rich silty laminar clayey shale facies (L1) in the lower sub-member of the Liang 2 Member and the grayish-black carbon-rich silty shelly laminar clayey shale facies (L7) in the Dong 1 Sub-member are identified as Class A lithofacies characterized by favorable source rock-reservoir coupling relationships. The evaluation results are highly consistent with the experimental data, successfully restoring the oil-bearing properties, reservoir properties, and fluid mobility of the reservoirs under geological conditions. The methodology established in this study, integrating lithofacies identification, fluid restoration, quantitative evaluation based on key parameters, and coupling classification and grading, is highly practical and reliable, yielding encouraging well test and pilot production results. Furthermore, this methodology enables the accurate calculation of key parameters such as total organic carbon (TOC) content, free and adsorbed hydrocarbon contents, total porosity, and bound water content. Therefore, it serves as an effective approach for selecting continental shale enrichment intervals and optimal landing zones, thereby providing strong support for the three-dimensional exploration and efficient exploitation of continental shale oil and gas in the Fuxing area.

Key words: 2D nuclear magnetic resonance (NMR), fluid occurrence, source rock-reservoir coupling, continental shale, Fuxing area, Sichuan Basin

引用格式:杜心宇,钱门辉,刘雅慧,等. 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, 2025, 46(6): 1874-1891. DOI: 10. 11743/ogg20250609.

DU Xinyu, QIAN Menhui, LIU Yahui, et al. Fluid occurrence patterns and source rock-reservoir coupling characteristics of the Middle-Lower Jurassic continental shale reservoirs in the Fuxing area, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46 (6) : 1874-1891. DOI: 10. 11743/ogg20250609.

中国海相页岩气已实现大规模商业开发,陆相页岩油气作为接替勘探的新领域,战略意义凸显^[1-3]。2025年7月31日,中国石化勘探分公司与江汉油田共同提交的复兴油田首期页岩油气探明地质储量,通过自然资源部评审,四川盆地首个页岩层系油田就此落地。首期探明石油地质储量 $2\,010.06 \times 10^4$ t、天然气

地质储量 123.52×10^8 m³,显示了四川盆地陆相页岩油气的巨大资源潜力。

四川盆地复兴地区中-下侏罗统陆相页岩层系主力层段为凉高山组、自流井组东岳庙段和大安寨段,受陆源碎屑输入和沉积环境变化的影响,层系内部非均质性强,发育类型多样、规模各异的多种纹层样式。近

年来,针对该套页岩的有机地球化学、储集物性、沉积环境与甜点评价等方面已开展系统研究,从烃类生成过程、孔隙演化规律、源-储耦合特征到甜点预测及优选均有深入讨论^[2-7]。然而,前人研究多侧重于“源-储耦合特征”中的“源”或“储”,而对“源”的研究未能充分考虑油-水组分等流体组分在保存过程中散失的关键因素^[3],导致残留烃含量(S_1)和总有机碳含量(TOC)等含油性评价参数远低于地下实际值;对“储”的研究则侧重纹层垂向叠置关系和微观分析^[7],缺乏烃类赋存状态的定量刻画,导致总孔隙度等储集性参数评价存在一定误差。因此,源-储耦合特征评价参数未能有效代表原位地层条件,导致最终评价结果低估了原位地层的实际源-储关系,一定程度上制约了页岩富集机理研究和页岩油气的勘探开发进程。

本研究以四川盆地复兴地区中-下侏罗统凉高山组、自流井组东岳庙段和大安寨段陆相页岩储层为研究区,以岩相划分及精细识别为基础,依托“页岩油气富集机理与高效开发”全国重点实验室(无锡石油地质研究所),系统开展“含油性—储集性—可动性”综合评价实验,利用氩离子抛光-扫描电镜分析,明确了储集空间类型;结合总孔隙度测定、盖层微孔隙结构分析与一维核磁共振技术,定量表征了储集物性;采用平衡水、饱和水、饱和油和洗油干燥等样品处理手段,恢复了地下油水赋存状态;利用二维核磁共振技术对油、水和有机质等流体(氢核)组分进行定量评价,揭示了研究区流体赋存规律,进而评价了源-储耦合关系。研究成果可为复兴地区中-下侏罗统页岩储层评价与甜点优选提供理论支撑。

1 地质概况

四川盆地作为扬子板块的一部分,是在前震旦系基底上发育的大型叠合盆地。自震旦世—中三叠世,该区主要接受海相沉积;晚三叠世—第四纪期间,发生规模性海退,转变为陆相沉积环境。盆地构造活动经历多次强弱交替的伸展作用,在区域上可划分为5个一级构造单元,分别为川东高陡构造带、川南低缓构造带、川西低缓构造带、川北低缓构造带和川中平缓构造带^[7-8]。复兴地区位于川东高陡褶皱带的万州复向斜,面积约为2 600 km²,构造上表现为一系列北东走向的隔档式构造和大型宽缓向斜,整体地形呈现“三隆三凹”的格局(图1)^[6-7]。

四川盆地在早-中侏罗世经历了3期大规模湖侵,由此自下而上沉积了东(自流井组东岳庙段)一亚段、

大(自流井组大安寨段)二亚段及凉二(凉高山组二段)下亚段3套暗色页岩层系^[6],它们是该盆地陆相页岩油气勘探的主力层段。本研究以上述3个层系为对象。具体而言,东一亚段厚度约为27 m^[6],主要发育灰黑色页岩夹介壳纹层及砂质纹层;大二亚段厚度约为47 m,主要发育深灰色页岩夹粉砂岩条带;凉二下亚段厚度约为70 m,①小层、③小层和⑤小层以粉砂岩沉积为主,②小层、④小层及⑥—⑧小层主要发育灰黑色页岩^[3]。

2 岩相类型及特征

本次研究从复兴地区XY8井和XY9井共采集20件样品,开展全岩矿物X射线衍射、黏土矿物X射线衍射、总有机碳含量(TOC)、岩石热解、总孔隙度、盖层微孔隙、岩石薄片及扫描电镜等分析测试。其中,XY9井样品涵盖了凉二下亚段、大二亚段和东一亚段3个层位,XY8井样品则全部取自凉二下亚段。

2.1 岩相划分方案

结合前人研究成果,东一亚段和大二亚段页岩的矿物组成主要为黏土矿物和石英,其次为介壳方解石^[5,9-10], TOC 为0.12%~4.04%,平均值高于1.20%;凉二下亚段页岩的矿物组成主要为黏土矿物和石英,其次为长石,其中④—⑥小层中发育方解石^[2-4], TOC 为0.08%~2.65%,平均值约为1.00%。

为有效区分不同层段页岩样品的差异,参考前人岩相划分方案,采用“岩石颜色-有机质丰度-沉积构造-矿物组分”特征开展岩相划分^[7,11-13](图2)。其中,矿物组分依据美国布鲁克公司D8 ADVANCE A25型X射线衍射仪测得的全岩矿物含量,以含量大于50%的矿物命名为黏土质页岩、砂岩或灰岩;若无单一优势矿物,则命名为混合质泥岩。有机质丰度依据美国力可公司CS230仪器测得的总有机碳含量(TOC),以0.5%,1.0%和1.5%为界,划分为贫碳、低碳、中碳和富碳4类。沉积构造结合岩心手标本观察结果与岩石薄片鉴定结果,以纹层厚度1,10,50和100 cm为界,分为纹层、薄层、中层、厚层和块状5类。岩石颜色依据样品新鲜面观察结果,分为灰色、深灰色和灰黑色。

2.2 岩相类型及发育特征

基于上述岩相划分方案,将复兴地区20件典型样品划分为8类岩相(表1)。凉二下亚段主要发育4类岩相:灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相(L1)、灰黑

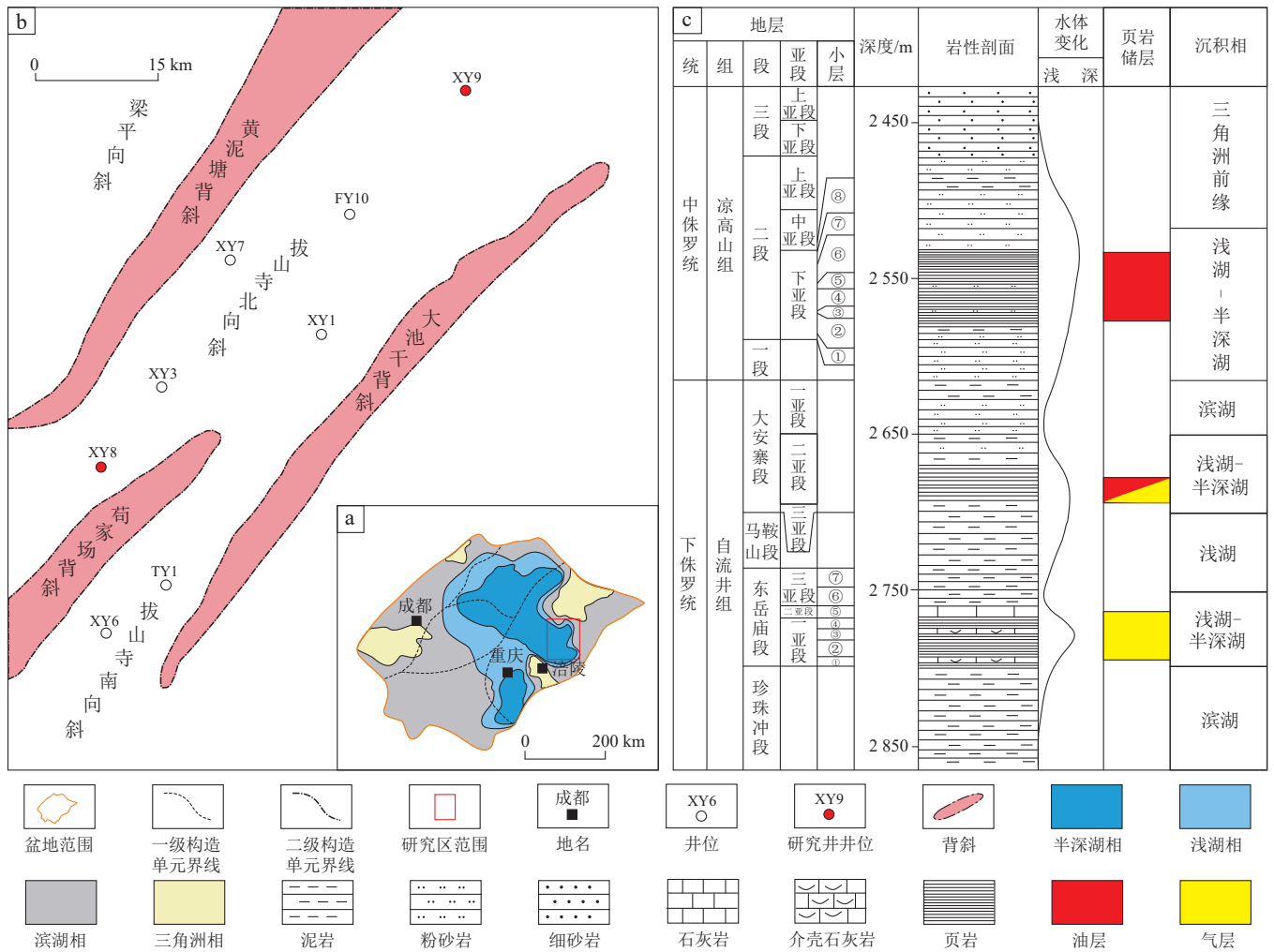


图1 四川盆地复兴地区构造单元划分与中-下侏罗统综合柱状图(据魏志红等,2025修改)

Fig. 1 Structural division maps and the Middle-Lower Jurassic composite stratigraphic column of the Fuxing area, Sichuan Basin (modified after Wei et al., 2025)

a. 四川盆地区域构造;b. 复兴地区区域构造;c. 复兴地区中-下侏罗统综合柱状图

色中碳粉砂纹层黏土质页岩相(L2)、深灰色中碳夹粉砂纹层黏土质页岩相(L3)和灰色低碳混合质泥岩相(L4)。大二亚段主要发育2类岩相:灰黑色中碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L5)和深灰色低碳混合质泥岩相(L6)。东一亚段主要发育2类岩相:灰黑色富碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L7)和深灰色富碳含介壳纹层黏土质页岩相(L8)。

在矿物组分方面,3套页岩层系均以黏土质页岩为主,混合质泥岩则主要发育于凉二下亚段的②,④,⑤和⑦小层以及大二亚段。有机质丰度方面,3套页岩层系差异显著:东一亚段整体含油性最佳,以富有机质页岩为主;凉二下亚段整体含油性较好,但各类岩相含油性差异大,低碳、中碳和富碳页岩均有发育;大二亚段整体含油性中等,以低碳和中碳页岩为主。沉积构造方面,各层段普遍发育纹层结构,纹层样式以黏土质纹

层与粉砂纹层互层为主,局部层段发育介壳纹层、介壳灰岩夹层、粉砂薄层和粉砂岩夹层。

3 储集性特征

四川盆地东部复兴地区中-下侏罗统陆相页岩储层非均质性较强,尽管主体矿物为含量普遍大于90%的黏土矿物和长英质矿物,但广泛发育的多类型纹层构成了复杂的层偶结构,使得不同岩相页岩具有各自的储集空间,进而决定了烃类赋存特征的差异性。

3.1 储集空间特征

本研究采用美国赛默飞公司 Helios NanoLab 650 型聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM),对全部20件典型岩相样品进行了氩离子抛光-扫描电镜分析。分析结果

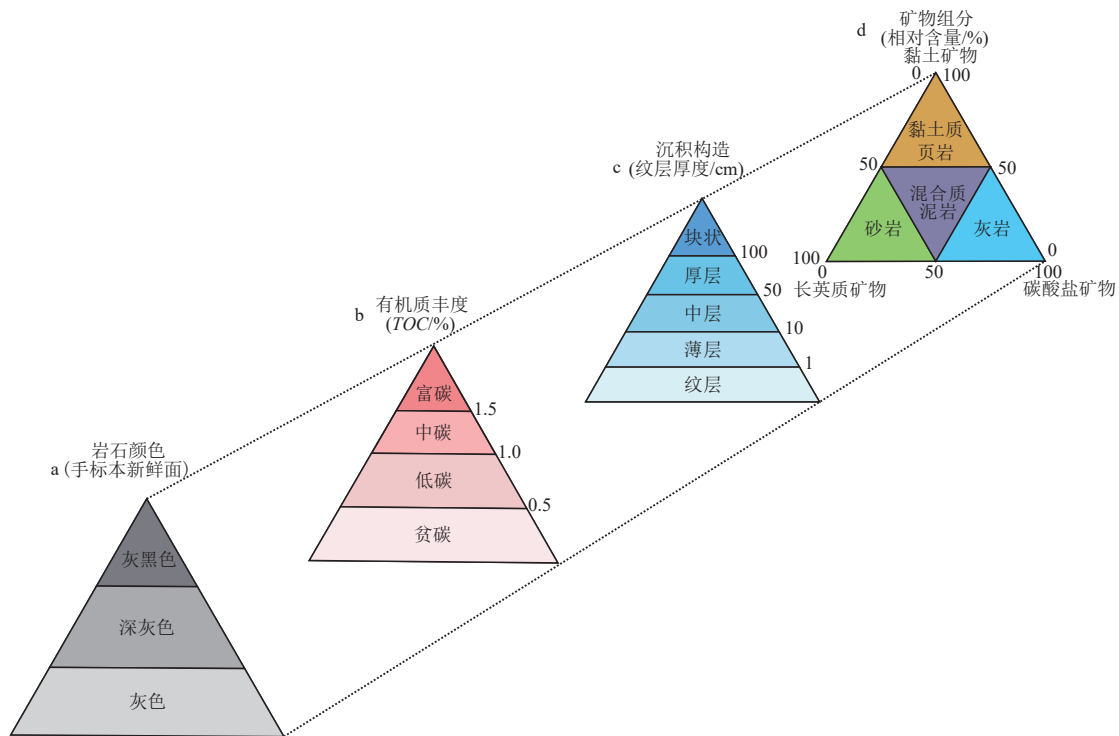


图2 四川盆地复兴地区中-下侏罗统页岩岩相划分方案

Fig. 2 Classification scheme for lithofacies of the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

a. 岩石颜色,灰色-深灰色-灰黑色;b. 有机质丰度,贫碳-低碳-中碳-富碳;c. 沉积构造,纹层-薄层-中层-厚层-块状;d. 矿物组分,黏土质页岩-砂岩-灰岩-混合质页岩

显示,层理缝广泛发育在各岩相页岩的纹层之间(图3a),最大开度达 $10\ \mu\text{m}$,多贯穿高等植物碎片,但通常连续性较差。

黏土矿物晶间孔(图3b)和粒间孔(图3c)为复兴地区页岩储层的主要储集空间类型,二者多伴生发育于各主要岩相中。其中,黏土矿物晶间孔及粒缘缝多呈狭缝状,而粒间孔则多呈楔状或椭圆状。介壳晶间孔(图3d,f)、介壳晶间缝(图3d,f)和介壳溶蚀孔(图3f)为介壳纹层发育的岩相(L5,L7和L8)中的重要储集空间类型,孔缝内多见吸附油赋存于孔缝边缘。原生方解石在该区较为罕见,仅见于灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相(L1)中,其表面可见油膜,方解石溶蚀孔发育。生物成因孔/缝(图3g—i)在各岩相中分布广泛,多与磷灰石伴生,其边缘通常发育边缘收缩缝、生物结构孔或生物格架孔。有机质孔主要发育在凉二下亚段的富碳和中碳岩相(L1,L2,L3,L5和L7)中,根据其发育位置和形态特征,可进一步划分为有机质内部孔(图3j,k)、有机质边缘孔(图3l)和有机质边缘缝(图3l)。有机质孔的发育程度和空间分布受热演化程度、油水赋存状态和地层压力等因素控制,表现出显著差异。密集发育且孔径大于 $10\ \text{nm}$ 的有机质内部孔指示页岩储层具备良好的赋存条件。黏土矿物-有

机质复合体(图3k)由黏土矿物通过边-边、边-面和面-面之间定向接触,形成“纸房状”结构,并发育有椭圆状和弯曲状的孔隙^[14],该类孔隙多发育于中碳-富碳黏土质页岩(L1,L2)中,其发育有效改善了黏土纹层的储集性能和流体可动性,为有机质富集提供了有利条件。

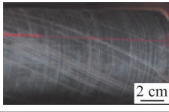
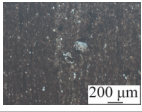
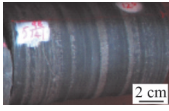
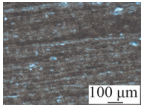
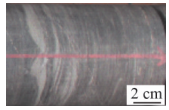
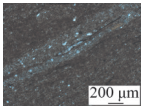
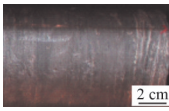
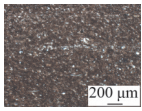
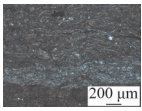
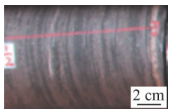
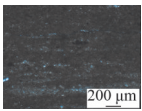
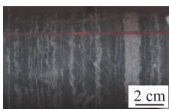
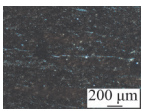
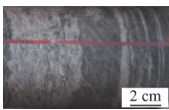
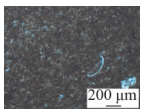
尽管图像学表征方法具有直观的优势,便于根据矿物格架、干酪根和吸附油的接触样式,构建烃类赋存模式,但在样品制备和观测过程中,游离油和可动水等组分易于逸失,致使关键的可动流体信息缺失,制约了复兴地区各岩相页岩储层中油-水赋存模式的构建。

3.2 孔径分布

在明确各岩相页岩主要储集空间类型及分布规律的基础上,对各岩相典型样品开展盖层微孔隙结构分析(压汞-吸附联合法)^[15]。孔隙类型划分依据国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)标准,按照孔径分为微孔(孔径 $< 2\ \text{nm}$)、介孔(孔径 $2 \sim 50\ \text{nm}$)及宏孔(孔径 $> 50\ \text{nm}$)^[16-17]。同时,开展一维核磁共振测试,并基于盖层微孔隙分析结果对各岩相样品的实测核磁共振横向弛豫时间(T_2)进行转化。

表1 四川盆地复兴地区中-下侏罗统页岩主要岩相及其特征

Table 1 Major lithofacies and their characteristics for the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

地层			岩相	岩相 代号	岩心照片	普通薄片 镜下照片	矿物组分含量/%					TOC/%
组	段	亚段					黏土 矿物	长英质矿物			碳酸盐 矿物	
								石英	钾长石	斜长石		
凉高山组	二段	下亚段	灰黑色富碳 粉砂纹层 黏土质页岩相	L1			56.44	35.68	0.42	4.38	3.08	1.75
			灰黑色中碳 粉砂纹层 黏土质页岩相	L2			53.20	39.80	0.32	5.75	0.93	1.08
			深灰色中碳 夹粉砂纹层 黏土质页岩相	L3			55.40	37.95	0.35	5.40	0.90	1.26
			灰色低碳 混合质泥岩相	L4			47.43	43.53	0.53	7.25	1.26	0.85
自流井组	大安寨段	二亚段	灰黑色中碳 粉砂介壳纹层 黏土质页岩相	L5			51.85	34.50	0.30	2.10	11.25	1.32
			深灰色低碳 混合质泥岩相	L6			48.30	42.70	0.40	2.10	6.50	0.54
	东岳庙段	一亚段	灰黑色富碳 粉砂介壳纹层 黏土质页岩相	L7			54.30	36.80	0.90	3.90	4.10	4.47
			深灰色富碳 含介壳纹层 黏土质页岩相	L8			56.70	32.40	0.50	3.40	7.00	2.36

注:TOC为总有机碳含量。

前人常采用高压压汞法进行线性标定^[14,18],但由于该方法在微孔尺度上表征精度低,其累积孔隙度增量曲线与核磁共振曲线往往重合度较低(图4),导致在孔径谱的两端难以同时兼顾,即“顾首不顾尾”的现象难于避免。其转换公式如下:

$$r_{\text{线性}} = CT_2 \quad (1)$$

式中: $r_{\text{线性}}$ 为线性转换后的孔隙半径,nm; C 为线性模型转换系数,nm/ms; T_2 为核磁共振横向弛豫时间,ms。

本研究采用非线性标定方法(幂指数模型)对一维核磁共振 T_2 谱进行处理,并依托能够有效表征页岩全孔径分布的盖层微孔隙分析结果作为孔隙体积累积百分数,最终拟合结果对比线性标定结果吻合度大幅提升,尤其在介孔及宏孔范围内,与盖层微孔隙分析结果符合程度更高(图4)。在该模型中,转换系数与总孔隙度相关约为0.899,幂指数与渗透率的相关系数约

为0.747,表明该方法能同时反映孔隙度和渗透率对孔隙结构的联合控制作用。其转换公式如下:

$$r_{\text{幂指数}} = AT_2^B \quad (2)$$

式中: $r_{\text{幂指数}}$ 为非线性幂指数转换后的孔隙半径,nm; A 为非线性幂指数模型转换系数,nm/ms; B 为幂指数,无量纲。

根据核磁共振非线性(幂指数模型)标定的孔隙半径,明确了研究区不同岩相页岩的孔径分布特征(图5)。综合分析认为,四川盆地东部复兴地区中-下侏罗统页岩的孔隙均以介孔为主,其体积占比为43.49%~77.54%,平均值约为61.63%,且在不同层段和不同岩相中表现出显著差异。

凉二下亚段4类主要岩相页岩储层孔径分布存在较大差异:灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相(L1)具有高宏孔、高介孔及低微孔体积占比的特征,三者比例

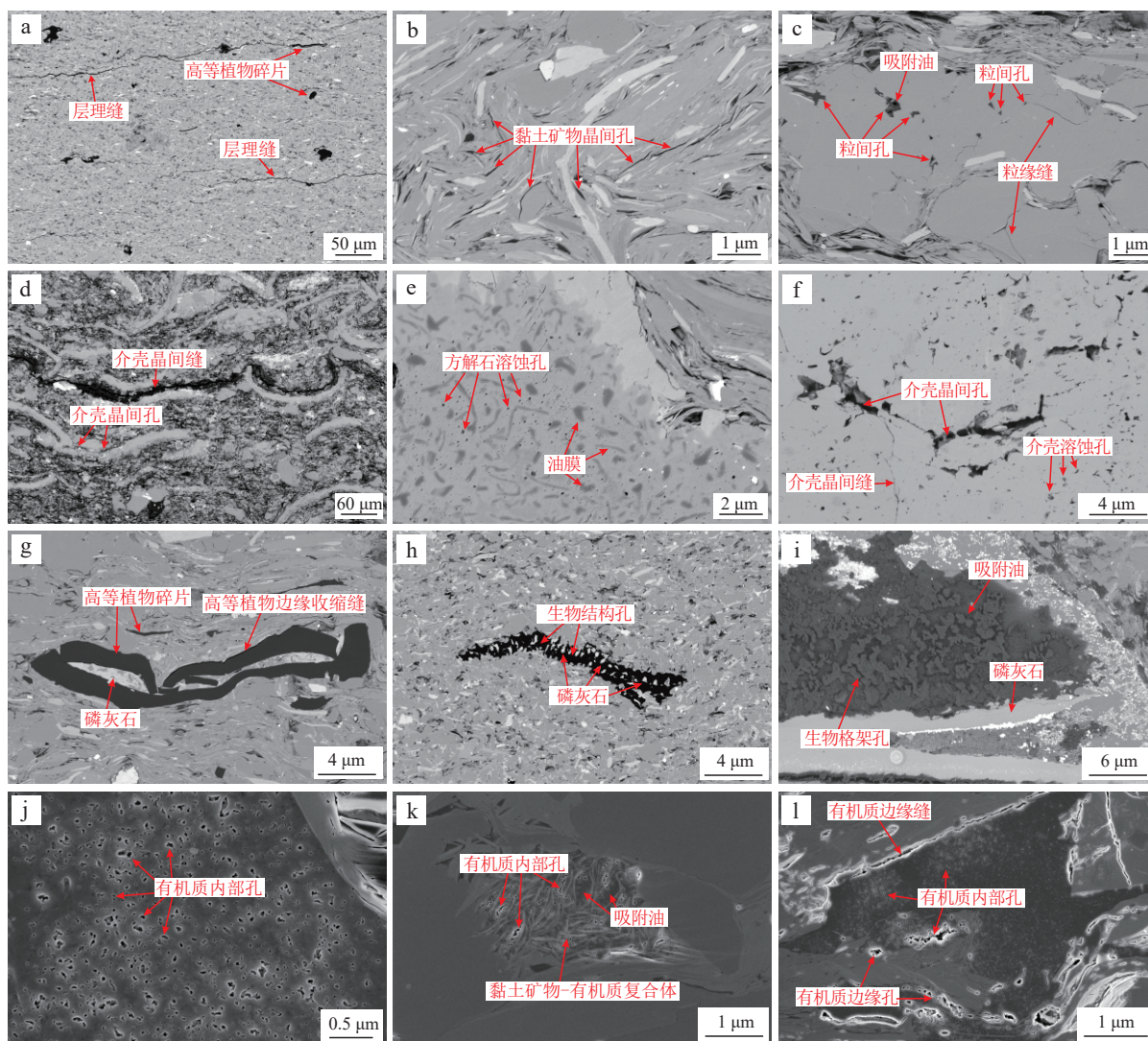


图3 四川盆地复兴地区中-下侏罗统页岩主要储集空间类型扫描电镜照片

Fig. 3 Scanning electron microscope (SEM) images of primary reservoir space types in the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

a. XY8井,埋深2 347.38 m,凉二下亚段,层理缝,顺层分布,不连续,多贯穿高等植物碎屑;b. XY8井,埋深2 347.65 m,凉二下亚段,黏土矿物晶间孔,狭缝状,多以绿/蒙混层矿物与长英质矿物混积发育;c. XY9井,埋深2 822.88 m,东一亚段,粒间孔、粒缘缝,内部见吸附油;d. XY9井,埋深2 727.49 m,大二亚段,介壳晶间孔、晶间缝,内部见吸附油;e. XY8井,埋深2 347.65 m,凉二下亚段,方解石溶蚀孔,方解石表面油膜吸附;f. XY9井,埋深2 841.51 m,东一亚段,介壳晶间孔、晶间缝、溶蚀孔,介壳晶间孔边缘见油膜吸附;g. XY8井,埋深2 347.65 m,凉二下亚段,结构镜质体边缘收缩缝;h. XY9井,埋深2 651.93 m,凉二下亚段,二次电子成像,结构孔(结构镜质体),内部见磷灰石呈定向排列;i. XY9井,埋深2 651.93 m,凉二下亚段,生物格架孔,内部吸附油富集;j. XY8井,埋深2 347.65 m,凉二下亚段,二次电子成像,有机质内部孔;k. XY9井,埋深2 651.93 m,凉二下亚段,二次电子成像,黏土有机质复合体,有机质内部孔发育;l. XY8井,埋深2 347.65 m,凉二下亚段,二次电子成像,有机质内部孔、有机质边缘孔-缝

约为4:5:1;灰黑色中碳粉砂纹层黏土质页岩相(L2)具有较高宏孔、高介孔及低微孔体积占比的特征,三者比例约为3:6:1;深灰色中碳夹粉砂纹层黏土质页岩相(L3)具有中宏孔、高介孔及中微孔体积占比的特征,三者比例约为2:6:2。灰色低碳混合质泥岩相(L4)具有中宏孔、极高介孔及低微孔体积占比的特征,三者比例约为2:7:1。

大二亚段两类岩相页岩储层孔径分布差异显著:灰黑色中碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L5)具有高

宏孔、高介孔及低微孔体积占比的特征,三者比例约为4:5:1;深灰色低碳混合质泥岩相(L6)具有中宏孔、高介孔及中微孔体积占比的特征,三者比例约为2:6:2。

东一亚段两类岩相页岩储层孔径分布相近,均具有较高宏孔、高介孔及中微孔体积占比的特征,三者比例约为3:5:2。

3.3 总孔隙度

页岩总孔隙度是指页岩储层内储集空间占页岩岩

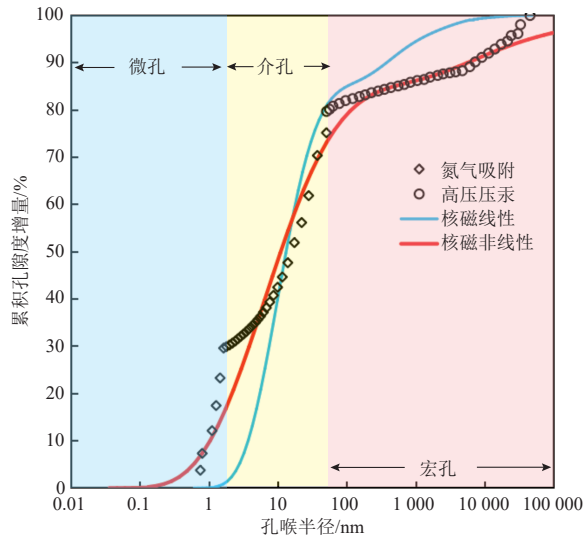


图4 四川盆地复兴地区中-下侏罗统页岩核磁孔径标定结果示意图

Fig. 4 Schematic diagram showing the NMR-calibrated pore throat radius distribution of the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

石总体积的比例^[19-20],是衡量页岩储集性的重要参数。

本研究采用KX-07F型气体孔隙度测定仪,在未洗油条件下测定了样品的总孔隙度。结果表明:凉二下亚段页岩的气测总孔隙度为0.30%~2.90%,平均值约为1.62%;大二亚段页岩气测总孔隙度为4.40%~6.20%,平均值约为5.30%;东一亚段页岩气测总孔

度为4.40%~5.40%,平均值约为4.90%。

本研究使用苏州纽迈公司MecoMR12-060H-I型低场核磁共振谱仪测得 T_1 - T_2 二维核磁共振总孔隙度。结果显示,凉二下亚段页岩的二维核磁共振总孔隙度为2.03%~6.01%,平均值约为3.75%;大二亚段页岩二维核磁共振总孔隙度为6.95%~8.53%,平均值约为7.62%;东一亚段页岩二维核磁共振总孔隙度为6.67%~11.46%,平均值约为9.07%。两种方法所得孔隙度具有较强相关性(图6),由于核磁测量样品经过洗油干燥-饱和油处理,其核磁总孔隙度整体高于气测总孔隙度。

4 流体赋存特征

页岩有机质丰度、无机矿物组成、原位页岩油的赋存状态、油-水分布规律及其相互作用等,是页岩油开发过程中广泛关注的重要评价指标,这些参数对开采方式的选择具有重要影响^[21]。页岩油储层内存在多种类型的氢核组分,包括干酪根、沥青质、油组分(游离油与吸附油)、水组分(游离水与黏土矿物水)和气组分。其中,游离水可细分为毛细管束缚水和自由水;黏土矿物水则包括黏土束缚水和结构水^[22]。对各氢核组分进行定量评价对查明资源储量并指导勘探开发具有重要意义。

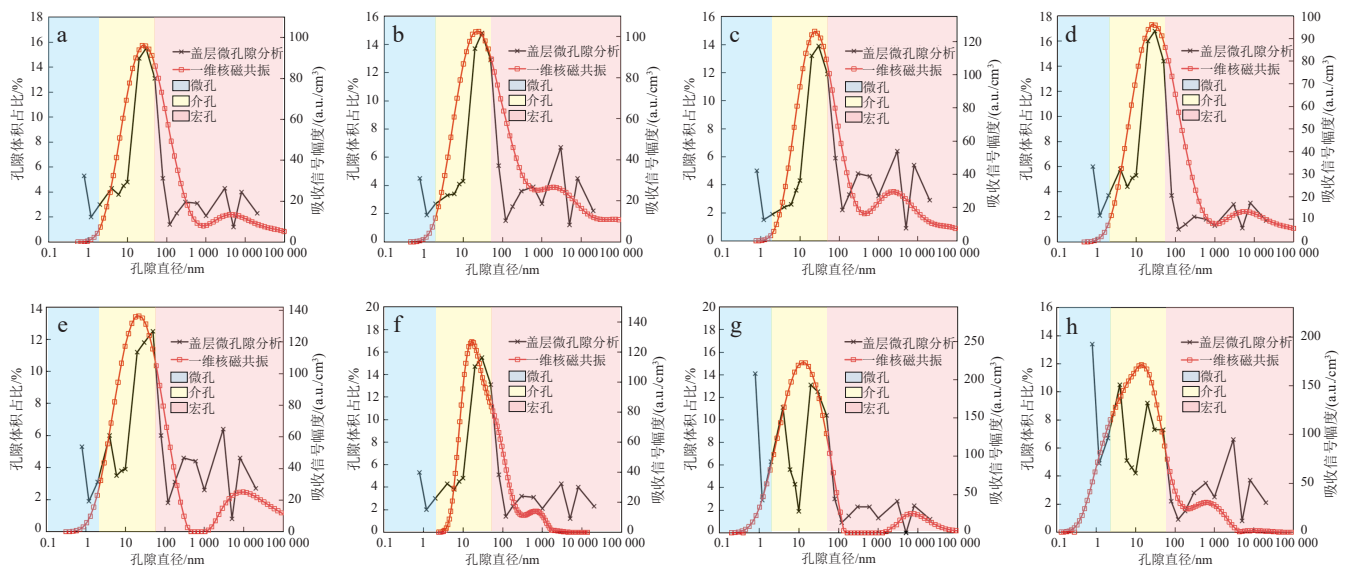


图5 四川盆地复兴地区中-下侏罗统不同岩相页岩孔径分布特征

Fig. 5 Pore diameter distributions of different lithofacies of the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

a. 灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相(L1); b. 灰黑色中碳粉砂纹层黏土质页岩相(L2); c. 深灰色中碳夹粉砂纹层黏土质页岩相(L3); d. 灰色低碳混合质泥岩相(L4); e. 灰黑色中碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L5); f. 深灰色低碳混合质泥岩相(L6); g. 灰黑色富碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L7); h. 深灰色富碳含介壳纹层黏土质页岩相(L8)

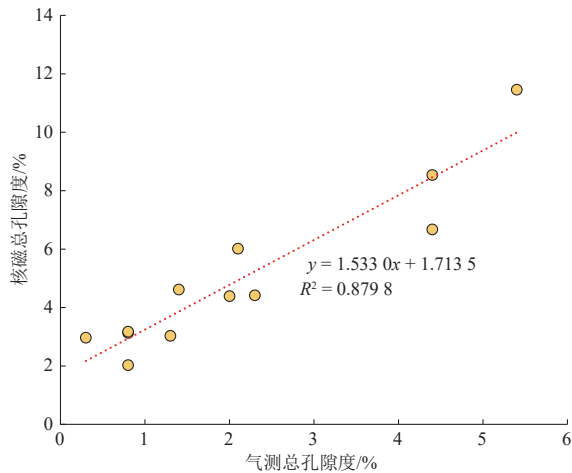


图6 四川盆地复兴地区中-下侏罗统页岩气测总孔隙度-核磁总孔隙度相关性

Fig. 6 Scatter diagram showing the correlation between the gas-measured and NMR-derived total porosities of the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

4.1 流体恢复及评价方法

低场核磁共振技术(LF-NMR)具有快速、无损和分辨率高等技术优势,其 T_1 - T_2 二维核磁共振技术能够有效识别页岩中不同氢核组分,并实现流体赋存特性的定量表征^[23-25]。基于前期工作和前人研究成果^[3,23-28],本研究建立了复兴地区中-下侏罗统页岩的 T_1 - T_2 二维核磁共振氢核组分定量识别图版(图7),该图版适用于不同流体饱和状态下,对7种氢核组分进行定量分析。

在岩心提钻、取样、常温放置、运输及样品制备等过程中,轻烃与其他可动流体会部分散失,导致 TOC 、热解游离烃含量(S_1)和总孔隙度等关键参数的测试结果与地下实际情况存在显著偏差。为恢复原始流体状态,本研究从研究区不同层位的典型岩相中选取20件样品,沿平行层理方向钻取并沿中线等分,获取20组平行样品,据此构建了复兴地区中-下侏罗统页岩流体恢复与赋存特征评价流程^[25,29-31](图8),将20组平行样品分为水序列和油序列,开展 T_1 - T_2 二维核磁共振测试,测试序列为IR-CPMG,回波间距 $T_E = 0.06$ ms,等待时间 $T_W = 1\,500$ ms,回波个数 $N_{ECH} = 2\,000$,累加次数为64次。

在水序列实验中,依次对页岩样品的原始状态(放置样品,线切割柱塞样)、平衡水状态(相对湿度为75%)和饱和水状态进行一维与二维核磁共振测试,在明确原始样品油-水分布特征的基础上,进一步揭示地层条件下水组分的赋存特征,并完成水信号的标定。

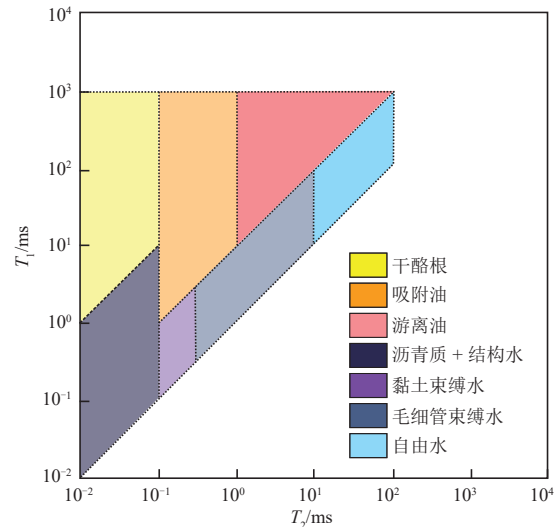


图7 四川盆地复兴地区中-下侏罗统页岩主要氢核组分 T_1 - T_2 二维核磁共振定量识别图版

Fig. 7 Quantitative identification of primary hydrogen-bearing components via 2D T_1 - T_2 NMR in the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

T_1 : 纵向弛豫时间; T_2 : 横向弛豫时间

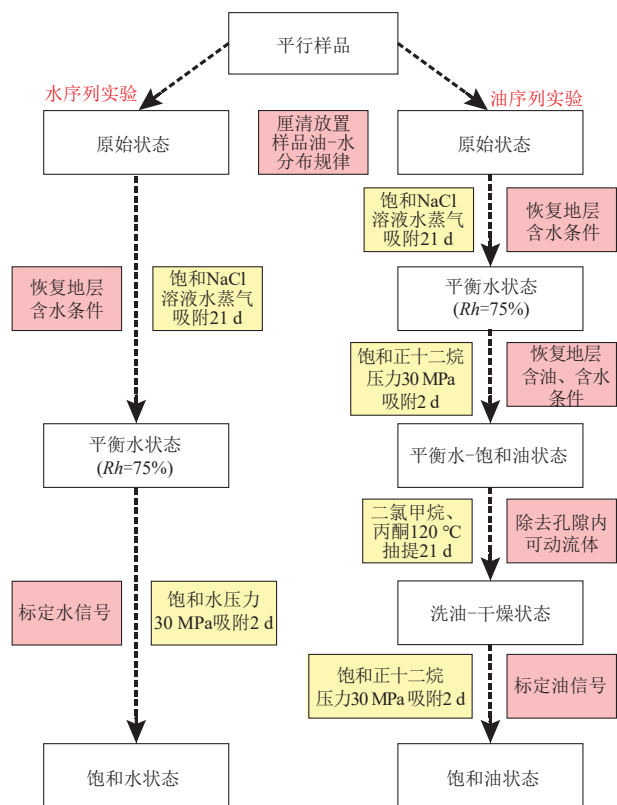


图8 四川盆地复兴地区中-下侏罗统不同岩相页岩流体恢复与赋存特征评价流程

Fig. 8 Workflow of fluid restoration and the evaluation of fluid occurrence characteristics across various lithofacies of the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin
 Rh : 相对湿度

在油序列实验中,依次对页岩样品的原始状态(放置样品,线切割柱塞样)、平衡水状态(相对湿度为75%)、平衡水-饱和油(正十二烷)状态、洗油-干燥状态和饱和油(正十二烷)状态进行一维与二维核磁共振测试。该流程在明确原始样品油-水分布规律及地层条件下含水模式的基础上,探究地层条件下油-水赋存特征,并实现油信号的准确标定。研究区页岩油试验样本在25℃条件下密度为0.785 g/cm³,热脱附色谱烃结果显示:短链最低烃信号为 nC_8 ,主峰碳为 nC_{14} ^[32]。在地层温度(78.5℃)下,原油的黏度为1.15 mPa·s^[33],其中 C_8 (辛烷)为气-液共存态, C_9 — C_{14} (壬烷—十四烷)基本呈液态。参考相关研究成果^[34],本文采用正十二烷($C_{12}H_{26}$)作为饱和流体以恢复散失的轻质烃,正十二烷在25℃时密度为0.748~0.753 g/cm³,78.5℃时黏度约为1.10 mPa·s,密度及黏度均与同温、同压条件下的地层原油具有较强一致性。

4.2 流体赋存规律

在已建立的流体恢复图版基础上,依据页岩流体恢复与赋存特征评价流程,对复兴地区凉二下亚段、大二亚段和东一亚段的20组典型样品开展 T_1 - T_2 二维核磁共振测试,有效识别出不同岩相中7种氢核组分的

含量(图9),基于平衡水-饱和油状态、洗油干燥-饱和油状态和饱和水状态下各油-水定量测试结果,进一步求取了地层条件下的油-水含量及相关关键参数。其中,干酪根、沥青质和结构水为固相组分;吸附油和黏土束缚水为类固相;游离油、毛细管束缚水和自由水为液相^[23,25,29]。在不同油、水序列实验条件下,类固相和液相组分的含量变化显著,直观反映了陆相页岩油储层中流体的差异赋存特征,结合储集空间类型和孔径分布等储集性研究成果,共同揭示了研究区页岩流体的赋存规律。

4.2.1 凉二下亚段陆相页岩

凉二下亚段主要发育4类岩相,包括1类富碳岩相、2类中碳岩相和1类低碳岩相。其中,富碳和中碳岩相均为黏土质页岩相,贫碳岩相为混合质泥岩相。

黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相(L1)具有高油性、高宏孔-介孔占比特征。 T_1 - T_2 二维核磁共振测试结果显示(图10),其水组分具有中黏土束缚水-高毛细管束缚水-中自由水特征,油组分具有中吸附油-高游离油分布,且游离油含量/吸附油含量(游离/吸附比)高。在水组分中,黏土束缚水为表面吸附态,多以黏土矿物表面水膜形式存在,会占据油气的主要赋存

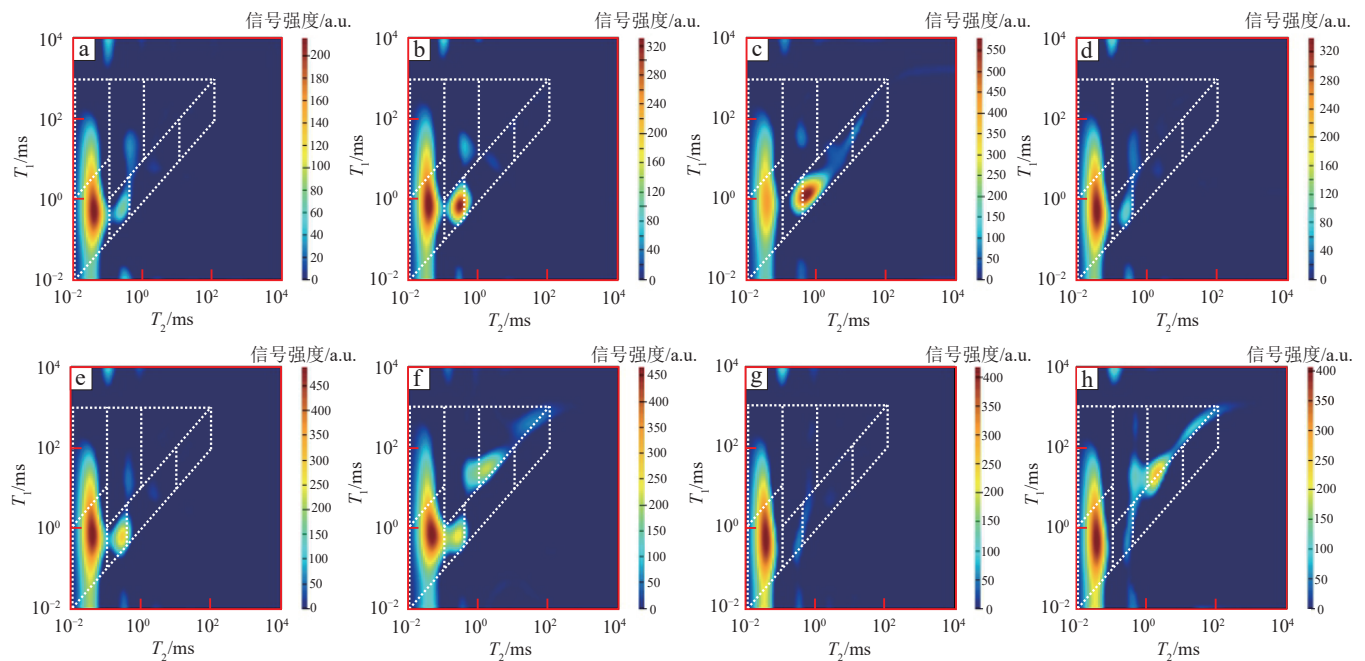


图9 四川盆地复兴地区中-下侏罗统不同岩相页岩流体恢复与定量表征二维核磁共振 T_1 - T_2 谱

Fig. 9 T_1 - T_2 spectra for fluid restoration and quantitative characterization of various lithofacies of the Middle-Lower Jurassic shales in the

Fuxing area, Sichuan Basin

a. 水序列实验原始状态;b. 水序列实验平衡水状态;c. 水序列实验饱和水状态;d. 油序列实验原始状态;e. 油序列实验平衡水状态;f. 油序列实验平衡水-饱和油状态;g. 油序列实验洗油干燥状态;h. 油序列实验洗油干燥-饱和油状态

T_1 : 纵向弛豫时间; T_2 : 横向弛豫时间

空间;毛细管束缚水为体积充填态,会阻塞较小孔喉;自由水即自由态的可动水,整体含量低,对页岩油赋存影响小^[35]。

在水序列实验中,平衡水处理使页岩中的黏土束缚水含量提高了4.23~7.61 mg/g,增至原始状态的2.60~5.35倍;毛细管束缚水含量提升3.01~6.78 mg/g,增至

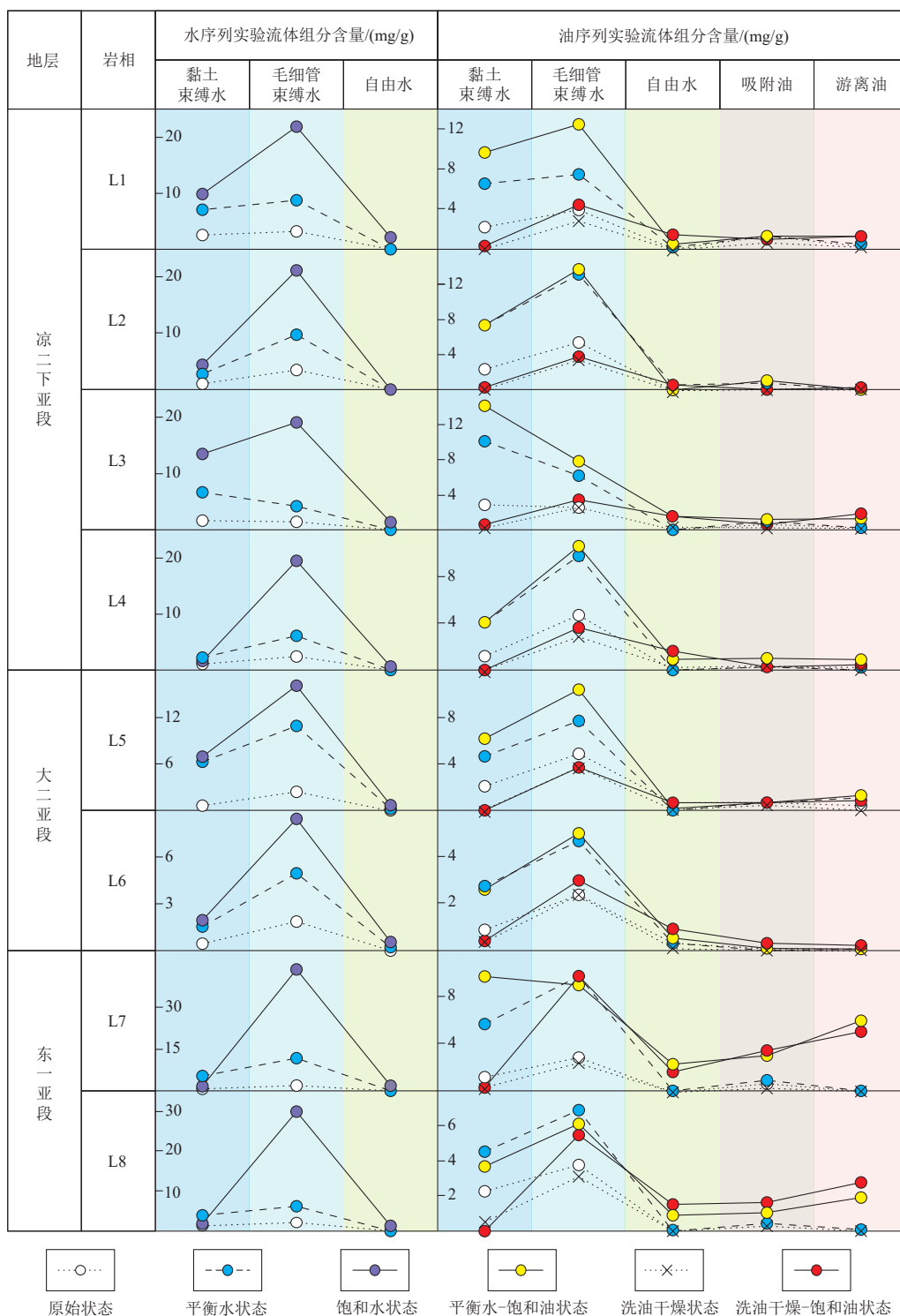


图10 四川盆地复兴地区中-下侏罗统不同岩相页岩流体组分特征

Fig. 10 Fluid compositions in various lithofacies of the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

L1. 灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相;L2. 灰黑色中碳粉砂纹层黏土质页岩相;L3. 深灰色中碳夹粉砂纹层黏土质页岩相;L4. 灰色低碳混合质泥岩相;L5. 灰黑色中碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相;L6. 灰色低碳混合质泥岩相;L7. 灰黑色富碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相;L8. 深灰色富碳含介壳纹层黏土质页岩相

原始状态的2.77~4.21倍;自由水含量提升幅度较大,为0.02~0.20 mg/g,增至原始状态的1.71~10.00倍。平衡水处理是为了恢复页岩在取心、运输及保存等过程中散失的孔隙水组分,从而确定原始状态下页岩实际损失的水量。页岩样品在平衡水基础上进行的饱和水处理,使页岩中黏土束缚水含量中等程度增加,平均增量约为3.38 mg/g,增至约为平衡水状态的1.40倍;毛细管束缚水含量显著提高,平均增量约为17.02 mg/g,增至平衡水状态的3.57倍左右;自由水含量也大幅提升,平均增量约为1.58 mg/g,增至平衡水状态的14.51倍左右。该过程增强了各水分组分的信号强度,佐证流体恢复后定量图版中流体划分的准确性,并基于饱和水量与各水组分信号建立了对应关系式。

在油序列实验中,平衡水过程引起的水组分变化与水序列实验结果相近,其中黏土束缚水及毛细管束缚水增至原始状态的约3.00倍,自由水提升至原始状态的2.00~5.00倍。随后的平衡水-饱和油过程导致页岩中水组分仍有一定幅度上升,反映油、水赋存位置一致或存在互溶态流体,从而在信号提取时因重叠引起误差。吸附油含量提升较小,为平衡水状态的1.03~1.32倍,其中心部分因游离油逸散而减少,饱和油过程使这部分游离油得以恢复,但由于整体处于互溶状态,在图版中仍表现为吸附油信号。游离油含量则显著上升,增幅约为0.66~1.11 mg/g,达到平衡水状态下的约3.00倍。该流程旨在恢复含水条件并还原逸散的游离油,以揭示地层条件下的真实流体赋存规律。通过上述流程,有效还原了研究区该岩相页岩从取心到放置过程中散失的可动流体,实现了油-水组分的定量表征。在已知样品体积的基础上,可进一步计算总孔隙度、 TOC 、 S_i 和束缚水含量等重要参数。洗油干燥过程使得各流体组分含量均大幅下降,整体除油、除水效果显著。随后的洗油干燥-饱和油过程中,游离油含量上升至洗油干燥状态的约6倍,同时因黏土束缚水与毛细管束缚水含量大幅降低,游离/吸附比增幅较大。原始状态、平衡水-饱和油状态和洗油干燥-饱和油状态对应的游离/吸附比分别为0.43,0.84和1.41,表明原始状态下因游离油散失导致地质评价结果存在偏差,常规放置样品的岩石热解无法准确反映样品的实际含油性与可动性,从而制约了地质评价及勘探开发进程。本流程有效还原了地层条件下散失流体组分,并实现了定量评价,为原位条件下页岩油储层的含油性、储集性及可动性评价提供了关键方法。洗油干燥-饱和油状态下所获得的最大游离/吸附比进一步证实了束缚水对烃类赋存与可动性的抑制作用,凸

显了在评价地层条件页岩含油性与可动性时,准确还原水组分的重要性。灰黑色中碳粉砂纹层黏土质页岩相(L2)具有中含油及较高宏孔占比的特征, T_1 - T_2 二维核磁共振测试结果(图10)表明,其水组分具有低黏土束缚水、高毛细管束缚水和极低自由水含量的特征;油组分则具有低吸附油与极低游离油,游离/吸附比极低(约为0.12)。流体表征结果表明,极高的束缚水含量占据了游离油的赋存空间,使得储集性与L1相近的情况下,烃类可动性明显降低。洗油干燥-饱和油状态下,游离/吸附比上升至1.71,进一步验证了这一认识。

深灰色中碳夹粉砂纹层黏土质页岩相(L3)具有中含油及高介孔占比的特征, T_1 - T_2 二维核磁共振测试结果(图10)表明,水组分具有极高黏土束缚水-低毛细管束缚水-高自由水含量特征;油组分具有中等吸附油与高游离油含量,游离/吸附比高。该岩相的烃类赋存整体特征与L1相似,但由于其粉砂纹层仅以夹层形式发育,导致储集空间中大孔占比较低,含油性整体逊于L1。

灰色低碳混合质泥岩相(L4)具有低含油及极高介孔占比的特征, T_1 - T_2 二维核磁共振测试结果(图10)表明,其水组分具有极低黏土束缚水、较高毛细管束缚水和较低自由水含量的特征;油组分则为较低吸附油与高游离油含量,游离/吸附比高。尽管该岩相具有较高的可动油、水含量,但由于成烃母质含量偏低,导致其整体含油性差。

4.2.2 大二亚段陆相页岩

大二亚段主要发育2类岩相,分别为中碳岩相和贫碳岩相。其中,中碳岩相为黏土质页岩相,贫碳岩相为混合质泥岩相。

灰黑色中碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L5)表现出中等含油性,且宏孔与介孔占比均较高。 T_1 - T_2 二维核磁共振测试结果(图10)显示,其水组分具有中等黏土束缚水、高毛细管束缚水及中等自由水含量的特征;油组分则呈现低吸附油与高游离油含量的特点,游离/吸附比极高(约为1.76)。该岩相储集空间与孔径分布与L1相近,因此除吸附油含量远低于L1外,其他流体组分含量与L1基本相当。对比两岩相,L1的黏土矿物含量更高,生烃母质来源更丰富,含油性更好;而L5中碳酸盐质矿物(介壳纹层)含量较多,不仅提供了更多样的孔隙类型,也增强了孔隙的抗压保孔能力,从而有效改善了孔隙连通性。

灰色低碳混合质泥岩相(L6)具有低含油性,且以高介孔占比为主。 T_1 - T_2 二维核磁共振测试结果(图10)显

示,其水组分具有极低黏土束缚水、极低毛细管束缚水和中等自由水含量的特征;油组分表现为极低吸附油与极低游离油含量,但游离/吸附比较高。该岩相生烃能力弱、储集性能中等、孔隙连通性差,在成岩过程中受碳酸盐胶结和差异压实作用影响,整体含油性较差。

4.2.3 东一亚段陆相页岩

东一亚段主要发育2类岩相,均为富碳黏土质页岩岩相。

灰黑色富碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L7)具有高含油性与高介孔占比的特征。 T_1 - T_2 二维核磁共振测试结果(图10)显示,其水组分具有中等黏土束缚水、低毛细管束缚水及高自由水含量特征;油组分具有极高吸附油与高游离油含量,游离/吸附比极高(约为1.93)。该岩相储集性良好,储集空间类型丰富。其中普遍发育的介壳纹层与粉砂和细砂颗粒共同构成以粒间孔和粒内孔为主的刚性矿物格架,为黏土矿物纹层中的生烃母质在热演化过程中所生成流体组分提供了良好的保存空间。

深灰色富碳含介壳纹层黏土质页岩相(L8)具有高含油性与高介孔占比的特征。 T_1 - T_2 二维核磁共振测试结果(图10)显示,其水组分具有极低黏土束缚水、极低毛细管束缚水与中等自由水的特征;油组分具有低吸附油与极高游离油的特征,游离/吸附比极高(约为1.92)。该岩相典型特征为束缚水含量低,且具有良好的储集性、丰富的储集空间类型、较强的生烃能力、较好的孔隙连通性和较强的抗压保孔能力,整体含油性好与可动性均较优。

4.3 源-储耦合特征

页岩的源-储耦合特征是指烃源岩与储集层之间

的空间配置关系及动态相互作用规律,是控制页岩油气形成、运移、赋存、富集和高产的关键因素^[36-38]。根据源(烃源岩 TOC)和储(储层孔隙度)的宏观性质与微观空间配置关系^[39],将凉二下亚段划分为源-储共生型。该类型具有多源供烃和源-储共存的特征:黏土质页岩作为烃源岩,具有较高的有机质丰度,普遍发育黏土质矿物晶间孔、粒间孔、有机质孔和生-排烃裂缝,具有自生自储、向临近粉砂纹层(薄层)微运移的特征,为烃类富集和甜点形成提供了有利条件。大二亚段和东一亚段划分为源-储一体型,具有源-储一体、成熟度高及地层超压的特征。在该类型中,黏土质页岩同时作为烃源岩和储层,与介壳纹层、介壳灰岩层、粉砂薄层和粉砂岩夹层频繁互层,富集成藏因素多样。

本研究采用陆相页岩源-储耦合系数 $[SRCC, SRCC = TOC \times \Phi]$ 。其中 TOC 为总有机碳含量(%); Φ 为总孔隙度(%),对四川盆地东部复兴地区中-下侏罗统页岩源-储耦合特征开展综合评价^[3,39-40]。区别于前人采用实验测试 TOC 和总孔隙度的计算方法,本文采取流体恢复后的二维核磁共振计算值进行陆相页岩源-储耦合系数的测算(表2)。结果表明,实验测试 TOC 通常偏低,主要受到轻质烃类的逸散影响;少数情况下 TOC 偏高,可能与样品非均质性强、测试部位位于介壳发育纹层(吸附油含量较高)等因素有关。总孔隙度的实验测试值普遍偏低,原因包括洗油不充分、孔径过小、测试时间过短或测试气体压力不足等。基于本方法还原后的总孔隙度和 TOC 所计算的 $SRCC$,更符合地下页岩储层的实际源-储耦合特征,相较于基于放置样品实验测试结果得到的 $SRCC$,核磁算法通过恢复地层流体使 TOC 和总孔隙度更接近地下真实地质条件。结果显示,核磁共振计算的 $SRCC$ 值显著

表2 四川盆地复兴地区中-下侏罗统不同岩相页岩源-储耦合系数实验测试与核磁计算结果对比

Table 2 Comparison between the experimentally derived and NMR-calculated SRCCs of various lithofacies of the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

岩相	代号	实验测试 $TOC/\%$	核磁计算 $TOC/\%$	实验测试 总孔隙度 $/\%$	核磁计算 总孔隙度 $/\%$	实验计算 $SRCC$	核磁计算 $SRCC$
灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相	L1	1.94	2.44	2.26	6.86	4.38	16.74
灰黑色中碳粉砂纹层黏土质页岩相	L2	1.25	2.07	1.63	6.21	2.04	12.85
深灰色中碳夹粉砂纹层黏土质页岩相	L3	1.26	1.63	1.55	5.21	1.95	8.49
灰色低碳混合质泥岩相	L4	0.99	1.78	0.85	4.80	0.84	8.54
灰黑色中碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相	L5	1.32	2.64	4.85	5.55	6.40	14.65
深灰色低碳混合质泥岩相	L6	0.54	2.09	6.20	6.11	3.37	12.79
灰黑色富碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相	L7	4.47	2.84	5.40	11.42	24.11	32.38
深灰色富碳含介壳纹层黏土质页岩相	L8	2.36	2.31	4.40	5.19	10.37	11.98

注: TOC 为总有机碳含量; $SRCC$ 为陆相页岩源-储耦合系数。

提高,且均达到前人提出的A类标准^[3],说明采用放置样品的实验测试进行SRCC计算会系统性地低估页岩的源-储耦合能力。

因此,SRCC评价结果不宜沿用前人方案^[3],本文将四川盆地东部复兴地区中-下侏罗统页岩的源-储耦合系数划分为3个等级:A类($SRCC > 15.0$)、B类($SRCC = 10.0 \sim 15.0$)和C类($SRCC < 10.0$)。

评价结果显示(图11):凉二下亚段灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相(L1)和东一亚段灰黑色富碳粉

砂介壳纹层黏土质页岩相(L7)为A类岩相,源-储耦合关系良好;凉二下亚段灰黑色中碳粉砂纹层黏土质页岩相(L2)、大二亚段灰黑色中碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L5)、大二亚段灰色低碳混合质泥岩相(L6)和东一亚段深灰色富碳含介壳纹层黏土质页岩相(L8)为B类岩相,源-储耦合关系中等;凉二下亚段深灰色中碳夹粉砂纹层黏土质页岩相(L3)和灰色低碳混合质泥岩相(L4)为C类岩相,源-储耦合关系较差。

在明确8类岩相页岩源-储耦合关系的基础上,从

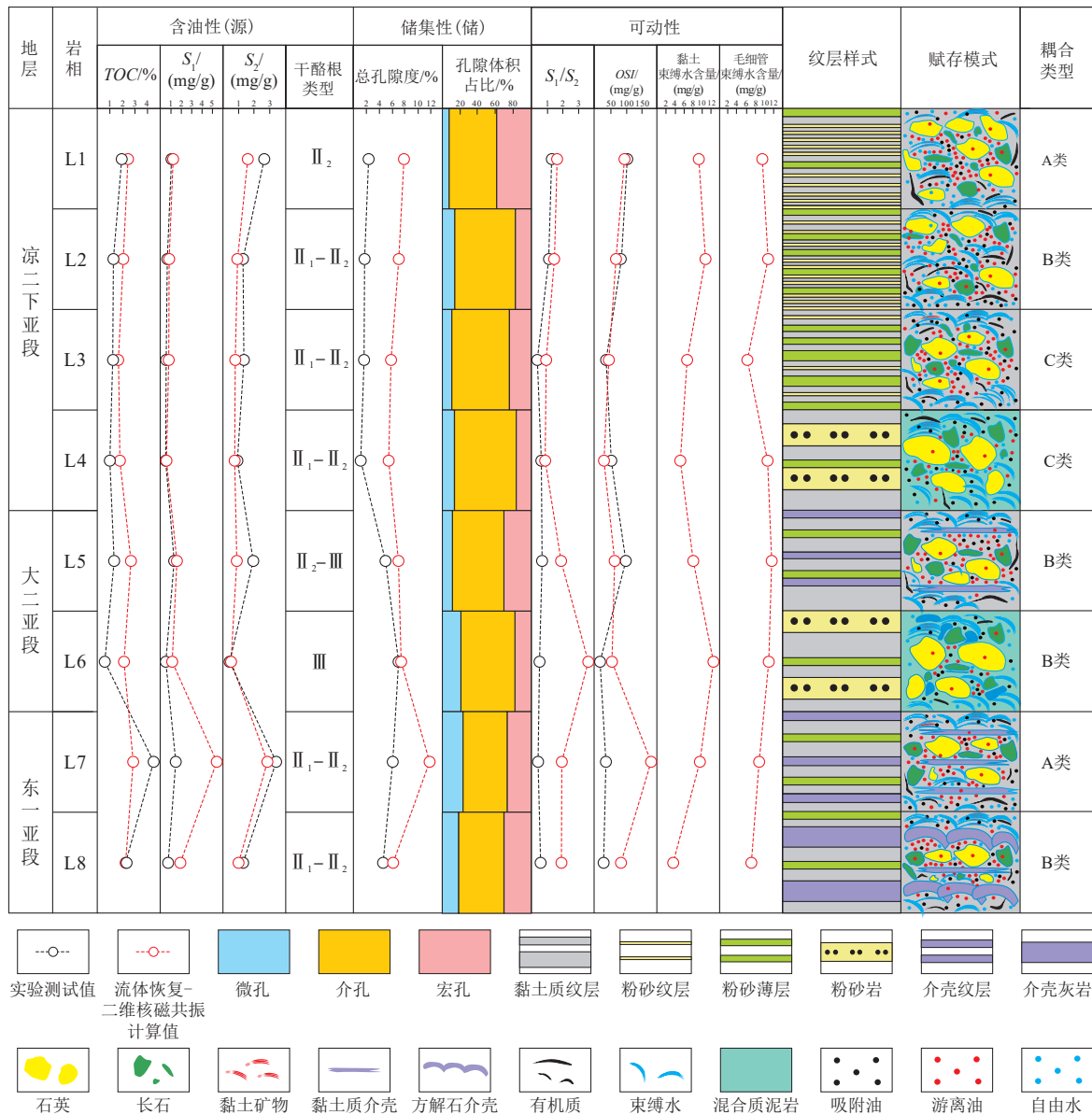


图 11 四川盆地复兴地区中-下侏罗统不同岩相页岩源-储耦合特征及赋存模式

Fig. 11 Source rock-reservoir coupling characteristics and fluid occurrence patterns of various lithofacies of the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

TOC. 总有机碳含量; S_1 . 热解游离烃含量; S_2 . 热解裂解烃含量; OSI. 含油饱和度指数; L1. 灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相; L2. 灰黑色中碳粉砂纹层黏土质页岩相; L3. 深灰色中碳夹粉砂纹层黏土质页岩相; L4. 灰色低碳混合质泥岩相; L5. 灰黑色中碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相; L6. 灰色低碳混合质泥岩相; L7. 灰黑色富碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相; L8. 深灰色富碳含介壳纹层黏土质页岩相

表3 四川盆地复兴地区中-下侏罗统不同岩相页岩综合评价

Table 3 Comprehensive evaluation of various lithofacies of the Middle-Lower Jurassic shales in the Fuxing area, Sichuan Basin

岩相	代号	耦合类型	含油性	储集性	可动性	可压性	发育层段	有效厚度/m
灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相	L1	A类	好	好	好	好	凉二下亚段⑥—⑧小层	19~24
灰黑色中碳粉砂纹层黏土质页岩相	L2	B类	中	中	中	好	凉二下亚段②和④小层	10~12
深灰色中碳夹粉砂纹层黏土质页岩相	L3	C类	中	中	中	好	凉二下亚段④和⑦小层	1~5
灰色低碳混合质泥岩相	L4	C类	中	中	中	中	凉二下亚段②小层	6~15
灰黑色中碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相	L5	B类	好	中	中	好	大二亚段②小层	12~14
深灰色低碳混合质泥岩相	L6	B类	中	中	中	中	大二亚段③小层	8~11
灰黑色富碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相	L7	A类	好	好	好	好	东一亚段②和④小层	13~17
深灰色富碳介壳纹层黏土质页岩相	L8	B类	好	中	中	好	东一亚段①和③小层	7~8

含油性、储集性、可动性及可压性4个方面开展系统评价(表3)。含油性依据流体恢复后的二维核磁共振计算 TOC 、 S_1 和热解烃含量(S_2)划分为好、中、差3级,同时满足 $TOC > 2\%$, $S_1 > 1.0 \text{ mg/g}$ 且 $S_2 > 0.8 \text{ mg/g}$ 的页岩评价为含油性好;储集性依据流体恢复后的二维核磁共振计算总孔隙度和一维核磁共振孔径分布标定结果划分为好、中、差3级,同时满足总孔隙度 $> 6\%$ 且宏孔占比 $> 25\%$ 的页岩评价为储集性好;可动性依据流体恢复后的二维核磁共振计算 S_1/S_2 、含油饱和度指数(OSI)、黏土束缚水含量和毛细管束缚水含量划分为好、中、差3级,同时满足 $S_1/S_2 > 0.8$, $OSI > 50 \text{ mg/g}$, 黏土束缚水含量 $< 10 \text{ mg/g}$ 且毛细管束缚水含量 $< 10 \text{ mg/g}$ 的页岩评价为可动性好;可压性依据全岩矿物X射线衍射测得的长英质矿物含量和夹层发育情况划分为好、中、差3级,同时满足长英质矿物含量 $> 40\%$ 且发育粉砂和介壳纹(夹)层的页岩评价为可压性好。在此基础上,进一步查明各岩相的发育层段和有效厚度,利用 $SRCC$ 评价结果确定的A类岩相在含油性、储集性、可动性、可压性和有效厚度等方面均表现良好,揭示其具有很大的开发潜力。结合各井A类源-储耦合岩相发育层段对应的测试产量数据^[3]——XY9井在凉二下亚段⑥小层日产油量 108.15 m^3 、日产气量 $1.58 \times 10^4 \text{ m}^3$;TY1井在凉二下亚段⑥小层日产油量 58.90 m^3 ,日产气量 $7.35 \times 10^4 \text{ m}^3$;XY2HF井在东一亚段②小层测试获日产油量 18.00 m^3 ,日产气量 $2.21 \times 10^4 \text{ m}^3$;FY10井在东一亚段④小层日产油量 17.60 m^3 ,日产气量 $5.57 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。这有效验证了本文所采用的“岩相识别-流体恢复-关键参数定量评价-耦合类型分级评价”的研究方法具有良好的实用性与可靠性。

四川盆地东部复兴地区中-下侏罗统页岩形成于浅湖-半深湖沉积环境。早期有利区部署多依赖于利用实测 TOC 指标确定勘探方向,近年来,随着有机地球化学、储集物性、沉积环境及甜点评价等领域的系统

研究不断深入,为复兴油田地质储量顺利通过评审奠定了坚实基础。在前人的研究方法与成果基础上,本研究构建了适用于复兴地区中-下侏罗统不同岩相页岩的技术流程,涵盖流体组分恢复、赋存特征评价及源-储耦合类型综合评价。通过恢复地下真实流体组分,实现了地质甜点与开发甜点的综合评价,进而锁定有利开发层段。该流程在探区内多口钻井中应用,均获得良好的试油与试采效果。

基于源-储耦合特征分析及不同岩相页岩流体赋存模式的建立,本研究系统揭示了复兴地区中-下侏罗统页岩储层的流体赋存规律与源-储配置关系,为陆相页岩资源量评估预测和富集层段优选提供了重要依据,支撑了单一层段内最优靶窗优选,从而有效保障水平井高产及资源动用效率的提升。

5 结论

1) 四川盆地东部复兴地区中-下侏罗统陆相页岩层系主要分布于凉二下亚段、大二亚段和东一亚段。研究共识别出8类岩相,整体以灰色-灰黑色纹层状黏土质页岩相为主,有机质丰度较高,但各岩相间差异大,纹层样式以砂-泥混合纹层为主,局部层段发育介壳纹层、粉砂质纹层和砂质纹层。

2) 不同岩相页岩矿物组成相近,黏土矿物、长英质矿物和碳酸盐矿物含量比例约为5:4:1,但由于纹层组合样式、有机质丰度、成熟度及地层温-压条件存在差异,因此,虽然其储集空间均以黏土矿物晶间孔、粒间孔和微裂缝为主,但各岩相间总孔隙度与孔径分布却显著不同。

3) 基于复兴地区中-下侏罗统主要氢核组分的 T_1 - T_2 二维核磁共振定量识别图版,构建了不同岩相页岩的流体恢复与赋存特征评价流程,通过水序列和油序列实验分别恢复原位地层条件下的流体赋存状态。

针对 T_1 - T_2 二维核磁共振测试结果,结合识别图版对各类流体组分进行标定,结果表明:束缚水对页岩的储集性和可动性具有双重抑制作用;而页岩油的赋存状态则受有机质类型、有机质丰度、孔隙度、孔径分布和流体组分等多因素共同控制。

4) 采用陆相页岩源-储耦合系数对复兴地区中-下侏罗统页岩进行综合评价,结果表明:凉二下亚段灰黑色富碳粉砂纹层黏土质页岩相(L1)与东一亚段灰黑色富碳粉砂介壳纹层黏土质页岩相(L7)为A类岩相。这两类岩相在含油性、储集性、可动性、可压性及有效厚度等方面均表现良好,揭示其具有较大的开发潜力,其所在的有利层段在探区内多口钻井中均获良好试油-试采效果。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,潘松圻,荆振华,等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [2] 杨殊凡,石文斌,刘珠江,等. 四川盆地复兴地区凉高山组页岩沉积环境与控制因素[J]. 石油实验地质, 2025, 47(3): 504-516.
YANG Shufan, SHI Wenbin, LIU Zhujiang, et al. Shale sedimentary environments and their controlling factors in Lianggaoshan Formation of Fuxing area, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2025, 47(3): 504-516.
- [3] 魏志红,石文斌,魏祥峰,等. 四川盆地复兴地区侏罗系页岩源-储耦合特征及页岩油气甜点优选[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 37-52.
WEI Zhihong, SHI Wenbin, WEI Xiangfeng, et al. Source-reservoir coupling characteristics of Jurassic shale and sweet spot selection of shale oil/gas in Fuxing area of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(1): 37-52.
- [4] 胡东风,魏志红,魏祥峰,等. 四川盆地复兴地区侏罗系凉高山组陆相页岩油气勘探突破及启示[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 1-13.
HU Dongfeng, WEI Zhihong, WEI Xiangfeng, et al. Breakthrough in the exploration of continental shale oil/gas of Jurassic Lianggaoshan Formation in the Fuxing area of the Sichuan Basin and its inspiration[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(1): 1-13.
- [5] 包汉勇,张莉,舒逸,等. 四川盆地东部复兴地区侏罗系东岳庙段页岩热演化史及油气地质意义[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 68-79.
BAO Hanyong, ZHANG Li, SHU Yi, et al. Thermal evolution history of the Jurassic Dongyuemiao shale in the Fuxing area of eastern Sichuan Basin and its petroleum geological significance [J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(1): 68-79.
- [6] 李雄,舒逸,刘皓天,等. 四川盆地东部侏罗系陆相页岩优质储层发育机理及其油气地质意义[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 80-93.
LI Xiong, SHU Yi, LIU Haotian, et al. Development mechanism and petroleum geological significance of Jurassic high-quality continental shale reservoirs in the eastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(1): 80-93.
- [7] 胡宗全,刘忠宝,李倩文,等. 基于变尺度岩相组合的陆相页岩源-储耦合机理探讨——以四川盆地侏罗系页岩层段为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 893-909.
HU Zongquan, LIU Zhongbao, LI Qianwen, et al. Exploring source rock-reservoir coupling mechanisms in lacustrine shales based on varying-scale lithofacies assemblages: A case study of the Jurassic shale intervals in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 893-909.
- [8] 鲁国,何登发,开百泽. 四川盆地构造沉降特征及成因机制分析[J]. 地质科学, 2023, 58(1): 86-104.
LU Guo, HE Dengfa, KAI Baize. Tectonic subsidence characteristics of Sichuan Basin and its enlightenment to basin genesis [J]. Chinese Journal of Geology, 2023, 58(1): 86-104.
- [9] 刘忠宝,李鹏,刘光祥,等. 高成熟度陆相页岩有机质孔隙类型与形成主控因素——以四川盆地侏罗系自流井组为例[J/OL]. 天然气地球科学: 1-18[2025-08-09]. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20250728.1756.002>.
LIU Zhongbao, LI Peng, LIU Guangxiang, et al. Types and main controlling factors of organic pores in high maturity continental shale——Taking the Jurassic Ziliujing Formation in the Sichuan Basin as an example tectonic subsidence characteristics of Sichuan Basin and its enlightenment to basin genesis [J/OL]. Natural Gas Geoscience: 1-18[2025-08-09]. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20250728.1756.002>.
- [10] 王显东,王志国,成德安,等. 川东北地区侏罗系页岩油储层地质特征及资源潜力[J]. 大庆石油地质与开发, 2025, 44(2): 1-10.
WANG Xiandong, WANG Zhiguo, CHENG De'an, et al. Geologic characteristics and resource potential of Jurassic shale oil reservoirs in northeastern Sichuan [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2025, 44(2): 1-10.
- [11] 王道军,陈超,刘珠江,等. 四川盆地复兴地区侏罗系纹层型页岩油气富集主控因素[J]. 石油实验地质, 2024, 46(2): 319-332.
WANG Daojun, CHEN Chao, LIU Zhujiang, et al. Main controlling factors for oil and gas enrichment in Jurassic laminated shale in Fuxing area of Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2024, 46(2): 319-332.
- [12] 付小平,刘苗苗. 涪陵地区凉高山组富有机质泥岩微相特征及

- 油气富集规律[J]. 断块油气田, 2023, 30(2): 230-237.
- FU Xiaoping, LIU Miaomiao. Microfacies characteristics of organic-rich mudstone and oil and gas enrichment law of Lianggaoshan Formation in Fuling area [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(2): 230-237.
- [13] 刘忠宝, 刘光祥, 胡宗全, 等. 陆相页岩层系岩相类型、组合特征及其油气勘探意义——以四川盆地中下侏罗统为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 10-21.
- LIU Zhongbao, LIU Guangxiang, HU Zongquan, et al. Lithofacies types and assemblage features of continental shale strata and their significance for shale gas exploration: A case study of the Middle and Lower Jurassic strata in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12): 10-21.
- [14] 杜心宇. 东营凹陷沙三下-沙四上亚段页岩油开发甜点评价[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2022.
- DU Xinyu. Evaluation of development sweet spots of shale reservoirs in Lower Es3 and Upper Es4 sub-members, Dongying Sag [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2022.
- [15] 国家能源局. 页岩全孔径分布的测定 压汞-吸附联合法: NB/T 14008-2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.
- National Energy Administration. Analysis of full-scale pore size distribution of shale-Method combined by mercury porosimetry and gas adsorption: NB/T 14008-2021 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2021.
- [16] 王民, 焦晨雪, 李传明, 等. 东营凹陷沙河街组页岩微观孔隙多重分形特征[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 72-79.
- WANG Min, JIAO Chenxue, LI Chuanming, et al. Multi-fractal characteristics of micro-pores of Shahejie Formation shale in Dongying Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 72-79.
- [17] 王伟庆, 刘惠民, 李军亮. 东营凹陷古近系页岩组构及典型岩相储集特征[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(2): 1-16.
- WANG Weiqing, LIU Huimin, LI Junliang. Paleogene shale fabric and typical lithofacies reservoir characteristics in Dongying Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(2): 1-16.
- [18] 孙超, 姚素平. 页岩油储层孔隙发育特征及表征方法[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 153-164.
- SUN Chao, YAO Suping. Pore structure and characterization methods of shale oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 153-164.
- [19] 匡立春, 侯连华, 杨智, 等. 陆相页岩油储层评价关键参数及方法[J]. 石油学报, 2021, 42(1): 1-14.
- KUANG Lichun, HOU Lianhua, YANG Zhi, et al. Key parameters and methods of lacustrine shale oil reservoir characterization [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(1): 1-14.
- [20] 李廷微. 沾化凹陷页岩储层孔隙结构特征及其对含油性的控制[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
- LI Tingwei. Pore structure characteristics of shale reservoirs and their effects on oil-bearing properties in the Zhanhua Sag [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.
- [21] 白龙辉, 柳波, 迟亚奥, 等. 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[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1389-1400.
- BAI Longhui, LIU Bo, CHI Yaa, et al. 2D NMR studies of fluids in organic-rich shale from the Qingshankou Formation, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1389-1400.
- [22] WANG Min, LI Ming, LI Jinbu, et al. The key parameter of shale oil resource evaluation: Oil content [J]. Petroleum Science, 2022, 19(4): 1443-1459.
- [23] 张鹏飞. 基于核磁共振技术的页岩油储集、赋存与可流动性研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
- ZHANG Pengfei. Research on shale oil reservoir, occurrence and movability using nuclear magnetic resonance (NMR) [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [24] 李进步. 页岩油赋存机理及可动性研究——以济阳坳陷沙河街组为例[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020.
- LI Jinbu. Study on occurrence mechanism and mobility of shale oil: A case study of Shahejie Formation in Jiyang Depression [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.
- [25] 田善思. 页岩储层孔隙微观特征及页岩油赋存与可动性评价[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
- TIAN Shansi. Micro-pore characteristics of shale reservoirs and evaluation of shale oil occurrence and movability [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [26] 赵日新. 松辽盆地北部泥页岩孔隙演化规律及页岩油可动量评价[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
- ZHAO Rixin. The study of pores evolution of shale and shale oil mobility evaluation in North Songliao Basin [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [27] 王民, 李明, 李进步, 等. 页岩含油率多种测试方法对比[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1758-1769.
- WANG Min, LI Ming, LI Jinbu, et al. Comparative analysis of test methods for shale oil content [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1758-1769.
- [28] ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, LI Junqian, et al. 1D and 2D nuclear magnetic resonance (NMR) relaxation behaviors of protons in clay, kerogen and oil-bearing shale rocks [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 114: 104210.
- [29] WANG Junjie, LU Shuangfang, ZHANG Pengfei, et al. Characterization of shale oil and water micro-occurrence based on a novel method for fluid identification by NMR T2 spectrum [J]. Fuel, 2024, 374: 132426.
- [30] ZHANG Pengfei, WU Han, LU Shuangfang, et al. The

- occurrence of pore fluid in shale-oil reservoirs using nuclear magnetic resonance: The Paleogene Funing Formation, Subei Basin, Eastern China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2024, 167: 106986.
- [31] ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, WANG Junjie, et al. Microscopic occurrence and distribution of oil and water in situ shale: Evidence from nuclear magnetic resonance[J]. *Petroleum Science*, 2024, 21(6): 3675–3691.
- [32] 刘飞. 川东复兴地区侏罗系陆相页岩含油气性评价与甜点成因[D]. 武汉: 中国地质大学, 2024.
- LIU Fei. Petroleum in place evaluation and sweet spot formation of the Jurassic lacustrine shale in Fuxing area, eastern Sichuan Basin [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2024.
- [33] 万涛, 王波, 王伟, 等. 页岩超低温液氮辅助CO₂吞吐试验研究[J]. *石油钻探技术*, 2025, 53(2): 151–158.
- WAN Tao, WANG Bo, WANG Wei, et al. Experimental study on improving permeability of shale by CO₂ huff and puff assisted by ultra-low temperature liquid nitrogen [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2025, 53(2): 151–158.
- [34] LI Jinbu, LU Shuangfang, CHEN Guohui, et al. A new method for measuring shale porosity with low-field nuclear magnetic resonance considering non-fluid signals[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 102: 535–543.
- [35] 周龙政, 蔡进功, 李旭, 等. 泥页岩中水的赋存态研究进展及其意义[J]. *地球科学进展*, 2022, 37(7): 709–725.
- ZHOU Longzheng, CAI Jingong, LI Xu, et al. Research progress and significance of the occurrence of water in shale[J]. *Advances in Earth Science*, 2022, 37(7): 709–725.
- [36] 胡宗全, 杜伟, 刘忠宝, 等. 页岩气源储耦合机理及其应用[M]. 北京: 地质出版社, 2018: 1–115.
- HU Zongquan, DU Wei, LIU Zhongbao, et al. Source reservoir coupling mechanism of shale gas and its application[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2018: 1–115.
- [37] 郭旭升, 王濡岳, 申宝剑, 等. 中国页岩气地质特征、资源潜力与发展方向[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(1): 15–28.
- GUO Xusheng, WANG Ruyue, SHEN Baojian, et al. Geological characteristics, resource potential, and development direction of shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(1): 15–28.
- [38] 刘忠宝, 胡宗全, 刘光祥, 等. 陆相页岩源-储耦合特征及发育模式——以四川盆地侏罗系自流井组为例[J]. *海相油气地质*, 2022, 27(3): 271–280.
- LIU Zhongbao, HU Zongquan, LIU Guangxiang, et al. Source-reservoir coupling characteristics and development model of continental shale: Taking the Jurassic Ziliujing Formation in Sichuan Basin as an example [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2022, 27(3): 271–280.
- [39] 郭旭升, 申宝剑, 王鹏威, 等. 基于源-储单元的页岩油气甜点段评价优选新思路[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(1): 1–14.
- GUO Xusheng, SHEN Baojian, WANG Pengwei, et al. A new approach to the evaluation and optimal selection of shale oil and gas sweet-spot intervals based on source rock-reservoir units [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(1): 1–14.
- [40] 胡宗全, 王濡岳, 刘忠宝, 等. 四川盆地下侏罗统陆相页岩气源储特征及耦合评价[J]. *地学前缘*, 2021, 28(1): 261–272.
- HU Zongquan, WANG Ruyue, LIU Zhongbao, et al. Source-reservoir characteristics and coupling evaluations for the Lower Jurassic lacustrine shale gas reservoir in the Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2021, 28(1): 261–272.

(编辑 刘格云)