

川东北地区侏罗系凉高山组页岩储集空间特征及页岩油可动性探索

杨鑫翊^{1,2}, 王民^{1,2*}, 白雪峰³, 王鑫^{1,2}, 应玉双⁴, 李天一^{1,2}, 董景海⁴, 黄世伟⁴, 陈俊阳^{1,2}

1 深层油气全国重点实验室(中国石油大学(华东)), 青岛 266580

2 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 青岛 266580

3 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 大庆 163712

4 大庆油田有限责任公司勘探事业部, 大庆 163453

* 通信作者, wangm@upc.edu.cn

收稿日期: 2024-02-02

国家自然科学基金项目(41922015、42072147、42102154)联合资助

摘要 侏罗系凉高山组页岩是四川盆地重点勘探层段, 但其孔隙结构与页岩油可动性尚不明晰。为揭示川东北地区侏罗系凉高山组页岩储集空间特征及页岩油可动性, 本文依据沉积构造和矿物组成划分岩相类型, 开展总有机碳测定、岩石热解和镜质体反射率实验获取基础地化特征; 利用场发射扫描电镜、核磁共振、低温氮气吸附、高压压汞手段实现孔隙度、孔隙结构的表征及评价, 并对比不同岩相间储集空间特征差异; 在离心时间为 3 h, 离心转速为 11 000 r/min 条件下, 开展核磁-离心定量评价不同岩相页岩油可动性, 并明确影响因素, 建立可动油量测井评价模型并选出有利岩相。结果表明: (1)川东北地区凉高山组页岩总有机碳含量主要分布在 0.15%~2.95% 之间, R_o 值介于 1.06%~1.68% 之间, 处于成熟-高熟阶段; 轻烃恢复后, S_1 分布范围为 0.03~3.32 mg/g; 矿物类型以黏土矿物和石英为主, 发育的岩相类型为纹层状黏土质页岩相、纹层状长英质页岩相、层状混合质页岩相和块状粉砂质泥岩相。(2)页岩储集空间主要发育黏土矿物晶间孔、有机孔, 另外可见石英溶蚀孔、粒间孔、黄铁矿晶间孔和微裂缝; 孔隙度介于 1.15%~4.71%; 页岩孔径分布范围较宽, 孔体积主要由介孔和小于 200 nm 的宏孔贡献, 纹层状黏土质页岩储集物性较好。(3)凉高山组页岩可动油量分布在 0.25~3.26 mg/g, 可动油率分布在 5.13%~44.83%, 纹层状黏土质页岩可动性较好, 块状粉砂质泥岩可动性较差; TOC、黏土矿物含量和孔隙度是控制凉高山组页岩油可动性的主要因素, 利用这 3 个因素建立并验证了可动油量预测模型, 优选出纹层状黏土质页岩为凉高山组重点勘探对象, 对四川盆地页岩油的勘探开发具有指示意义。

关键词 四川盆地; 凉高山组; 页岩油; 可动性; 定量预测模型

中图分类号: P618.13; TE31

Reservoir space characteristics and exploration of shale oil mobility of the Jurassic Lianggaoshan Formation shale in the northeastern Sichuan Basin

YANG Xinyi^{1,2}, WANG Min^{1,2}, BAI Xuefeng³, WANG Xin^{1,2}, YING Yushuang⁴, LI Tianyi^{1,2},

引用格式: 杨鑫翊, 王民, 白雪峰, 王鑫, 应玉双, 李天一, 董景海, 黄世伟, 陈俊阳. 川东北地区侏罗系凉高山组页岩储集空间特征及页岩油可动性探索. 石油科学通报, 2024, 02: 196-212

YANG Xinyi, WANG Min, BAI Xuefeng, WANG Xin, YING Yushuang, LI Tianyi, DONG Jinghai, HUANG Shiwei, CHEN Junyang. Reservoir space characteristics and exploration of shale oil mobility of the Jurassic Lianggaoshan Formation shale in the northeastern Sichuan Basin. Petroleum Science Bulletin, 2024, 02: 196-212. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.02.015

DONG Jinghai⁴, HUANG Shiwei⁴, CHEN Junyang^{1,2}

1 State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum-East China, Qingdao 266580, China

2 School of Geosciences, China University of Petroleum-East China, Qingdao 266580, China

3 Exploration and Development Research Institute, Daqing Oil field Company Limited, Daqing 163712, China

4 Exploration Department, Daqing Oil field Company Limited, Daqing 163453, China

Abstract The Jurassic Lianggaoshan Formation shale is a key exploration interval in the Sichuan Basin, but its pore structure and shale oil mobility are still unclear. In order to reveal the reservoir space characteristics and the mobility of shale oil in the Lianggaoshan Formation, this paper divided lithofacies types according to sedimentary structure and mineral composition. Basic geochemical characteristics were obtained by total organic carbon determination, rock pyrolysis and vitrinite reflectance experiments. The porosity and pore structure were characterized and evaluated by means of field emission scanning electron microscopy, nuclear magnetic resonance, low temperature nitrogen adsorption and high pressure mercury injection. The difference in reservoir space characteristics between different rock phases was also compared. With a centrifugation time of 3 h and centrifugation speed of 11 000 r/min, quantitative evaluation of the mobility of shale oil with different lithofacies was carried out by NMR centrifugation and the influential factors are clearly defined. The evaluation model of movable oil quantity logging was established and the favorable rock facies was selected. The results show that: (1) The TOC of Lianggaoshan Formation shale is mainly between 0.15%~2.95%, the R_o is between 1.06%~1.68%, and the shale is in the mature-high mature stage. After the recovery of light hydrocarbons, the change range of S_1 was 0.03 mg/g ~3.32 mg/g. The mineral types are mainly clay minerals and quartz. The developed lithofacies are lamellar clay shale facies, lamellar felsic shale facies, lamellar mixed shale facies and massive silty mudstone facies. (2) Shale reservoir space types are mainly clay mineral intergranular pores, organic matter pores, in addition to quartz dissolution pores, interparticle pores, pyrite intergranular pores and microfractures. The porosity is between 1.15% and 4.71%. The shale has a wide pore size distribution. The pore volume is mainly contributed by mesopores and macropores smaller than 200 nm. Laminated clay shale has the best physical properties (3) the movable oil content of the Lianggaoshan Formation shale ranges from 0.25 mg/g to 3.26 mg/g, and the movable oil rate ranges from 5.13% to 44.8%. Lamellar clay shale has the best mobility, and massive silty mudstone has the worst mobility. TOC, clay mineral content and porosity are the key factors controlling movable oil content in the Lianggaoshan Formation. Based on these three factors, a mobile oil quantity prediction model is established and verified. Laminated clayey shale is preferred as the key exploration object of the Lianggaoshan Formation, which is indicative of the exploration and development of shale oil in the Sichuan Basin.

Keywords Sichuan Basin; Lianggaoshan Formation; shale oil; mobility; quantitative estimation model

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.02.015

0 前言

近年来,我国在鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段、准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组、渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组、松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组、四川盆地侏罗系凉高山组等多套层系获得页岩油勘探开发重要突破^[1-8]。然而,受限于目前复杂的地质条件与工程工艺技术,我国页岩油勘探开发仍处于初级阶段,单井产量普遍较低^[9]。页岩储层的孔喉结构影响着页岩油的富集与可动性,进而影响着页岩油的产能,深入研究侏罗系凉高山组页岩储集空间特征和页岩油可动性对我国陆相页岩油勘探开发具有重要意义^[10]。

目前,用于定性描述页岩储集空间形态的实验手段包括透射电镜(TEM、STXM)技术、聚焦离子束抛光-电镜扫描技术(FIB-SEM)、环境扫描电子成像技术(ESEM)、场发射扫描(FE-SEM)结合能谱分析

(EDS)等;用于定量表征页岩孔隙结构特征的技术手段包括低温CO₂和N₂吸附、高压压汞法、氦气孔隙度测试等^[11-15]。页岩孔隙结构复杂,不同方法表征范围有限,需联合各种实验手段才能准确刻画页岩储集空间特征。

页岩油主要以吸附态和游离态赋存,少量为溶解态^[16]。吸附态页岩油受分子间相互作用力的约束附着在矿物颗粒和有机质表面,流动性较弱;游离态页岩油主要存在于孔隙和裂缝中,具有较强流动性;溶解态页岩油与有机质互溶,几乎不可动^[17]。按照可流动性,游离油可分为束缚油和可动油,在目前的技术条件下,可动油是开采较为容易的资源,准确评价页岩油可动性有利于页岩油的高效勘探开发。近年来,学者们围绕页岩油可动性做了大量工作,提出了多种评价方法^[18-30]。Jarvie^[18]基于北美海相页岩油产层地化数据,提出含油饱和度(OSI)($S_1 \times 100/TOC$)超过100 mg(HC)/g TOC的页岩层段为潜在产油层段;卢

双舫等^[19]利用热解烃量(S_1)与TOC关系的“三分性”,按照富集程度将页岩油气分为分散(无效)资源、低效资源和富集资源3级,富集资源是目前可以开发的对象;Shuifu Li等^[20]用生成油量与热解游离烃值 S_1 之间的差值(ΔS_1)评价页岩油可动性,当 $\Delta S_1 < 0$ 时,页岩体系内存在来自外部的游离油,页岩油资源潜力较好;钱门辉等^[21]通过不同极性溶剂的组合进行逐级抽提,建立了不同赋存状态可溶有机质定量表征技术;蒋启贵等^[22]优化了常规热解方法,设定不同温度段热解并进行色谱分析,分析结果表明200℃前得到的热解产物为轻油,是现实可动油量;Wang等^[23]利用分子动力学模拟方法研究页岩孔隙中液态烃的流动性;Mansoor Ali等^[24]通过核磁共振识别岩石自发渗吸的流体含量评价油水流动性;Tian等^[25]通过二氯甲烷萃取实验得到松辽盆地页岩样品的吸附油量,通过核磁共振二维谱图得到总油量,将总油量与吸附油量差值定为可动油量。核磁-离心实验通过离心前后的一维 T_2 谱信号量的差异计算可动流体含量,目前多位学者已经采用该方法实现了页岩油可动性评价^[26-30],如Zhang等^[27]将东营凹陷沙河街组作为研究对象,在离心时间为4h条件下进行核磁-离心实验,测定出不同离心力下的可动油量。基于上述研究,不同评价方法都存在自身优势与局限性,其中核磁-离心实验具有快速、不破坏样品的优点,本次研究采用该实验手段探索页岩油可动性。

侏罗系凉高山组是四川盆地陆相页岩油勘探的主要目的层段之一,近年来,随着凉高山组页岩油研究的深入,已有多口井获得了高产页岩油,如平安1井、泰页1井等。川东北地区是凉高山组暗色泥页岩较发育的地区,该区域页岩厚度较大,成熟度高,具有较好的生烃能力^[8]。前人对凉高山组的物性特征、沉积环境等开展了多项研究,但对其孔隙结构、页岩油可动性尚不清楚,严重制约其勘探开发^[8,31]。因此,本文以川东北地区侏罗系凉高山组页岩为研究对象,开展常规热解、薄片、X射线衍射、总有机碳、扫描电镜、低温氮气吸附、高压压汞、核磁-离心等实验,明确主要岩相类型,描述不同岩相页岩的储集空间特征,剖析页岩油可动性影响因素,建立并验证可动油量预测模型。

1 区域地质概况

四川盆地位于四川省东部,被龙门山、米仓山、大巴山等高山环绕,总体面积约为20万 km^2 ^[32]。四川盆地属于扬子地台的一级构造单元,在印支期形成盆

地雏形后,经喜马拉雅运动发生褶皱变形作用形成现在的构造面貌(图1a),根据地貌特征,可进一步划分为川西坳陷带、川中低缓构造带、川南低陡构造带、川东高陡构造带和米仓山大巴山前缘褶皱带^[33]。2020年,在川东北部署的平安1井实现了侏罗系凉高山组页岩油产量的历史性突破,展示了凉高山组页岩的勘探潜力^[8]。凉高山组分为凉上段、凉下段(图1b),凉上段被细分为3个亚段。凉下段沉积时期水体较浅,湖盆处于广盆浅水氧化环境,主要为滨浅湖沉积,岩性以紫红色泥岩夹灰绿色粉砂岩为主;凉上段沉积时期水体逐渐变深,湖盆处于深盆深水环境(图1c),凉上1亚段为浅湖-半深湖沉积,凉上2亚段为三角洲-浅湖-半深湖沉积,凉上3亚段为三角洲-滨湖-浅湖-半深湖沉积,从浅到深,湖盆面积逐渐扩大,凉上3个亚段的岩性主要为灰黑色泥页岩^[8,34-35]。

2 样品与实验

本研究所用26块样品取自川东北地区侏罗系凉高山组(表1),深度为1659.5~3144.16m,为降低泥页岩非均质性对实验结果分析的影响,实验样品取样位置相邻。总有机碳、岩石热解、全岩X射线衍射、镜质体反射率、岩石薄片、扫描电镜、低温氮气吸附、高压压汞、核磁孔隙度以及核磁-离心实验均依托中国石油大学(华东)深层油气全国重点实验室完成。

总有机碳实验采用CS-230碳硫分析仪,岩石热解分析采用Rock-Eval 6型生油岩评价仪,全岩X射线衍射实验采用岛津XRD-6100,镜质体反射率实验采用含光度计的偏光显微镜,岩石薄片观察与鉴定使用AxToScope.A1APoL偏光显微镜。

扫描电镜实验采用Zeiss Crossbeam 550双束扫描电镜,制备边长为1cm的立方体,经洗油、砂纸打磨以及镀膜后进行二次电子成像;低温氮气吸附实验采用Micromeritics ASAP 2460比表面积及孔径分析仪,样品为60-80目,洗油、烘干、脱气后在液氮充足条件下放置在实验仪器中进行分析测试;高压压汞实验采用Micromeritics AutoPore IV9500全自动压汞仪,利用金刚砂线切割装置制备边长为1cm的立方体,进行洗油、烘干处理后开展实验。

核磁孔隙度实验采用纽迈公司的MicroMR23-060H-1型仪器,序列名称为CPMG(Carr-Purcell-Meiboom-Gill),基于页岩干样和饱和油态岩样的一维 T_2 谱信号量差异,并结合正十二烷的核磁共振信号强度与体积的相关系数,可计算样品中流体体积,流体

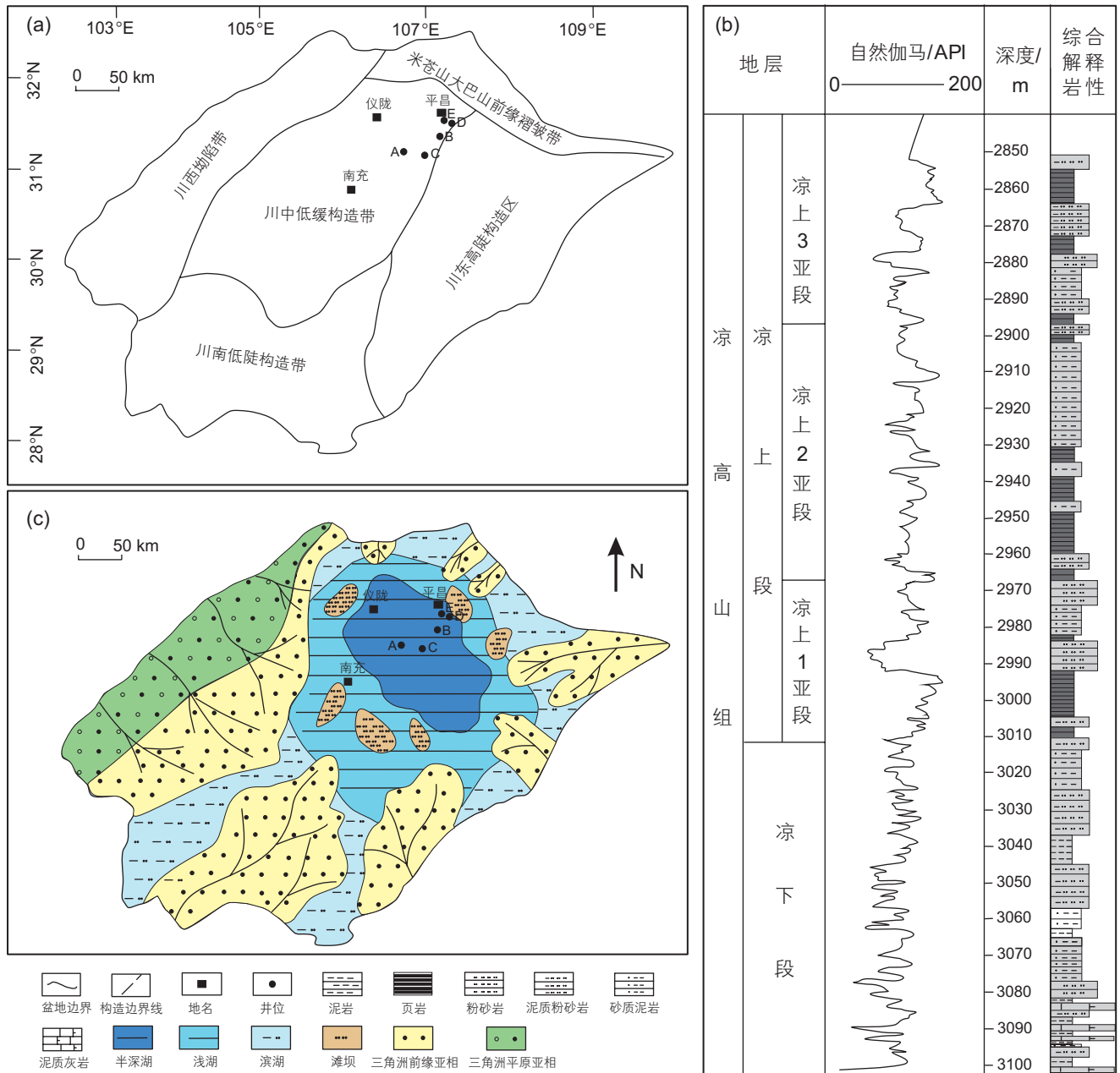


图 1 四川盆地地质特征图(a)研究区构造位置(修改自Enze Wang, 2023^[53]); (b)凉高山组综合柱状图(修改自何文渊, 2022^[8]); (c)凉上段沉积相平面图(修改自何文渊, 2022^[8])

Fig. 1 Geological feature map of Sichuan Basin(a)structural location of the study area (modified from Enze Wang, 2023^[53]); (b) comprehensive stratigraphic column of the Liangaoshan Formation(modified from He Wenyan, 2022^[8]);(c)sedimentary facies plan of the upper Liangaoshan Formation(modified from He Wenyan, 2022^[8])

体积与样品体积相比得到孔隙度。此外, 样品体积采用悬浮法获得, 实验依据为GB/T 23561-2009。

核磁-离心实验中核磁共振实验使用的仪器和测试参数与核磁孔隙度实验相同, 离心实验仪器为上海卢湘仪GL-21M落地式高速离心机, 设定离心温度为 21 °C, 离心转速为 11 000 r/min, 使用不同离心时间(1 h、3 h、5 h、7 h)离心, 确定最佳离心时间; 在最佳离心时间下, 使用不同离心转速(1000、3000、

5000、7000、9000、11 000 r/min)离心, 确定最佳离心转速; 在最佳离心时间与最佳离心转速条件下, 开展不同岩相页岩油可动性研究。

3 岩石学与地球化学特征

3.1 矿物组成特征

川东北地区侏罗系凉高山组页岩的矿物成分

以黏土矿物和石英为主(图2a)。黏土矿物含量为30.7%~57.8%，平均为46.26%，黏土矿物以伊蒙混层和伊利石为主，伊蒙混层相对含量为23%~53%，平

均为37.1%，伊利石相对含量为25%~45%，平均为34.2%；石英含量为28.2%~49.7%，平均为39.1%；长石含量为4.6%~14.1%，平均为8.8%，以斜长石为主；

表1 凉高山组页岩地球化学特征参数

Table 1 Geochemical information statistics of shale of Lianggaoshan Formation

井名	样品名	深度/m	岩相	TOC /%	T_{max} /°C	S_1 /(mg/g)	S_2 /(mg/g)	R_o /%	S_1 恢复 系数	恢复后 S_1 /(mg/g)
A	A1	1659.50	纹层状黏土质页岩	1.01	451	0.40	2.39	1.06	2.2	0.88
	A2	1660.50	纹层状黏土质页岩	2.95	451	0.53	2.40	1.06	2.2	1.17
	A3	1722.30	纹层状长英质页岩	0.36	461	0.07	0.22	1.08	2.2	0.15
	A4	1739.80	块状粉砂质泥岩	0.82	453	0.30	1.46	1.09	2.2	0.66
	A5	1742.60	纹层状黏土质页岩	1.42	452	0.98	4.03	1.09	2.2	2.16
	A6	1743.50	纹层状长英质页岩	0.92	453	0.53	2.24	1.09	2.2	1.17
B	B1	1833.74	层状混合质页岩	1.21	456	0.78	2.64	1.12	2.8	2.18
C	C1	1706.96	纹层状长英质页岩	1.21	447	0.38	2.53	1.08	2.2	0.84
D	D1	2860.30	层状混合质页岩	0.56	481	0.05	0.29	1.54	3	0.15
	D2	2861.30	块状粉砂质泥岩	0.15	484	0.01	0.07	1.54	3	0.03
	D3	2900.12	块状粉砂质泥岩	0.38	490	0.04	0.22	1.56	3	0.12
	D4	2904.52	纹层状黏土质页岩	2.32	478	0.95	2.15	1.56	3	2.85
	D5	3011.80	层状混合质页岩	0.41	486	0.05	0.25	1.61	2	0.10
	D6	3014.80	层状混合质页岩	1.40	494	0.05	0.64	1.62	2	0.10
E	E1	3028.40	纹层状黏土质页岩	2.02	471	1.66	2.71	1.62	2	3.32
	E2	3048.19	块状粉砂质泥岩	0.50	483	0.17	0.47	1.63	2	0.34
	E3	3048.29	纹层状黏土质页岩	2.54	480	0.84	2.00	1.63	2	1.68
	E4	3059.29	纹层状黏土质页岩	0.56	486	0.07	0.32	1.64	2	0.14
	E5	3075.57	纹层状长英质页岩	0.62	490	0.06	0.30	1.65	2	0.12
	E6	3066.32	块状粉砂质泥岩	0.56	487	0.1	0.49	1.64	2	0.20
	E7	3067.30	块状粉砂质泥岩	0.76	481	0.1	0.42	1.64	2	0.20
	E8	3068.97	块状粉砂质泥岩	0.15	336	0.07	0.24	1.64	2	0.14
	E9	3091.92	块状粉砂质泥岩	1.55	478	0.55	1.42	1.65	2	1.10
	E10	3131.06	块状粉砂质泥岩	0.74	482	0.18	0.6	1.67	2	0.36
	E11	3141.19	纹层状黏土质页岩	1.61	478	0.92	1.99	1.68	2	1.84
	E12	3144.16	纹层状黏土质页岩	1.63	483	0.91	1.83	1.68	2	1.82

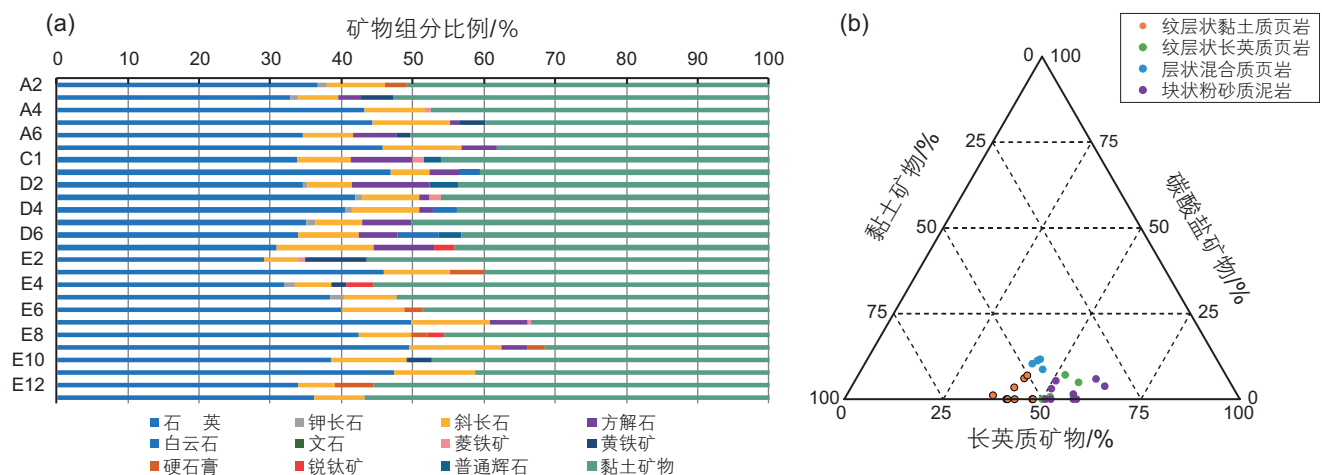


图2 凉高山组页岩矿物组成特征(a)矿物组成;(b)矿物成分三端元图

Fig. 2 Mineral compositional characteristics of shale of Lianggaoshan Formation (a) mineral compositional; (b) three-end meta-plot of mineral composition

碳酸盐矿物含量较低,为0%~11.3%,平均为3.47%,以方解石为主。

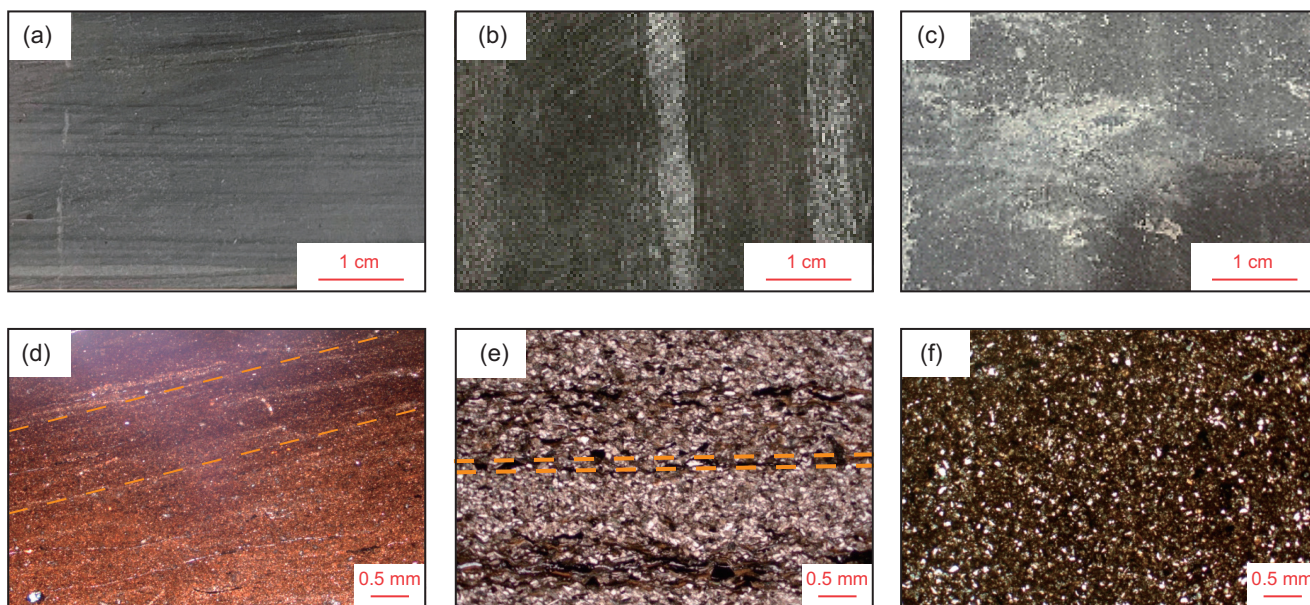
3.2 岩相划分

岩相代表在特定沉积环境中形成的岩石或岩石组合,可以反映矿物成分、结构等特征,对页岩储集物性、可动性等有很大影响^[36]。目前,多位学者以沉积构造、岩石组分以及有机质丰度为依据建立页岩岩相划分标准^[36-37],其中,通常用TOC值为1%和2%作为有机质丰度划分界限,然而,凉高山组大部分页岩的TOC值不超过2%,有机质丰度范围较窄,将其作为岩相划分标准不能区分出页岩样品之间的差异,因此本次只采用沉积构造和矿物组成对所取样品进行岩相划分。参考前人研究结果^[36-39],可通过页岩样品岩心照片及常规薄片观察,根据纹层的发育规律及其厚度将样品构造类型划分成纹层状、层状和块状3种,单层厚度小于1 mm为纹层状,介于1~10 mm之间为层状,大于10 mm或无层理为块状(图3)。根据研究区页岩矿物组成实测数据,将黏土矿物、长英质矿物和碳酸盐矿物作为三端元矿物,根据三端元矿物含量是否大于50%的标准可划分为黏土质页岩(黏土矿物 $\geq 50\%$)、混合质页岩(黏土矿物 $< 50\%$,长英质矿物 $< 50\%$,碳酸盐矿物 $< 50\%$)、长英质页岩(75%长英质矿物 $\geq 50\%$,黏土矿物 $\geq 25\%$,页理发育)、粉砂质泥岩(75%长英质矿物 $\geq 50\%$,黏土矿物 $\geq 25\%$,页理

不发育)(图2b)。结合矿物组成与薄片观察结果,川东北地区侏罗系凉高山组页岩发育4种岩相:纹层状黏土质页岩相、纹层状长英质页岩相、层状混合质页岩相、块状粉砂质泥岩相。

3.3 有机地球化学特征

川东北地区侏罗系凉高山组页岩TOC含量为0.15%~2.95%,平均为1.09%; T_{max} 变化范围为336~494 °C,平均为468.15 °C,有机质处于成熟-高熟阶段; R_o 主要分布在1.06%~1.68%,平均为1.46%,泥页岩位于成熟-高熟阶段,与 T_{max} 数据结果相一致; S_1 变化范围为0.01~1.66 mg/g,平均为0.41 mg/g; S_2 变化范围为0.07~4.03 mg/g,平均为1.32 mg/g(表1)。但是,值得注意的是,本次热解实验所用页岩均经历室温条件下的长期放置,其中气态烃(C_1-C_3)及轻烃(C_6-C_{14})均发生大量散失^[40],导致实测的游离烃 S_1 含量比实际值偏小,需要针对热解结果进行轻烃恢复。综合对比,该研究区凉高山组页岩与古龙页岩成熟度、气油比特征最为相似^[41],因此,本文参考古龙页岩轻烃恢复系数图版^[42]对凉高山组页岩进行轻烃恢复,不同成熟度页岩对应的轻烃恢复系数如表1所示,轻烃恢复后,凉高山组页岩 S_1 变化范围为0.03~3.32 mg/g,平均为0.92 mg/g。上述结果表明,该研究区纹层状黏土质页岩的TOC、 S_1 和 S_2 远高于其他岩相,具有更好的生烃潜力。



(a)纹层状构造, A2, 1660.5 m; (b)层状构造, B1, 1833.74 m; (c)块状构造, E10, 3131.06 m; (d)纹层状构造, E11, 3141.19 m; (e)层状构造, D6, 3014.8 m; (f)块状构造, E9, 3091.92 m

图3 凉高山组泥页岩沉积构造图

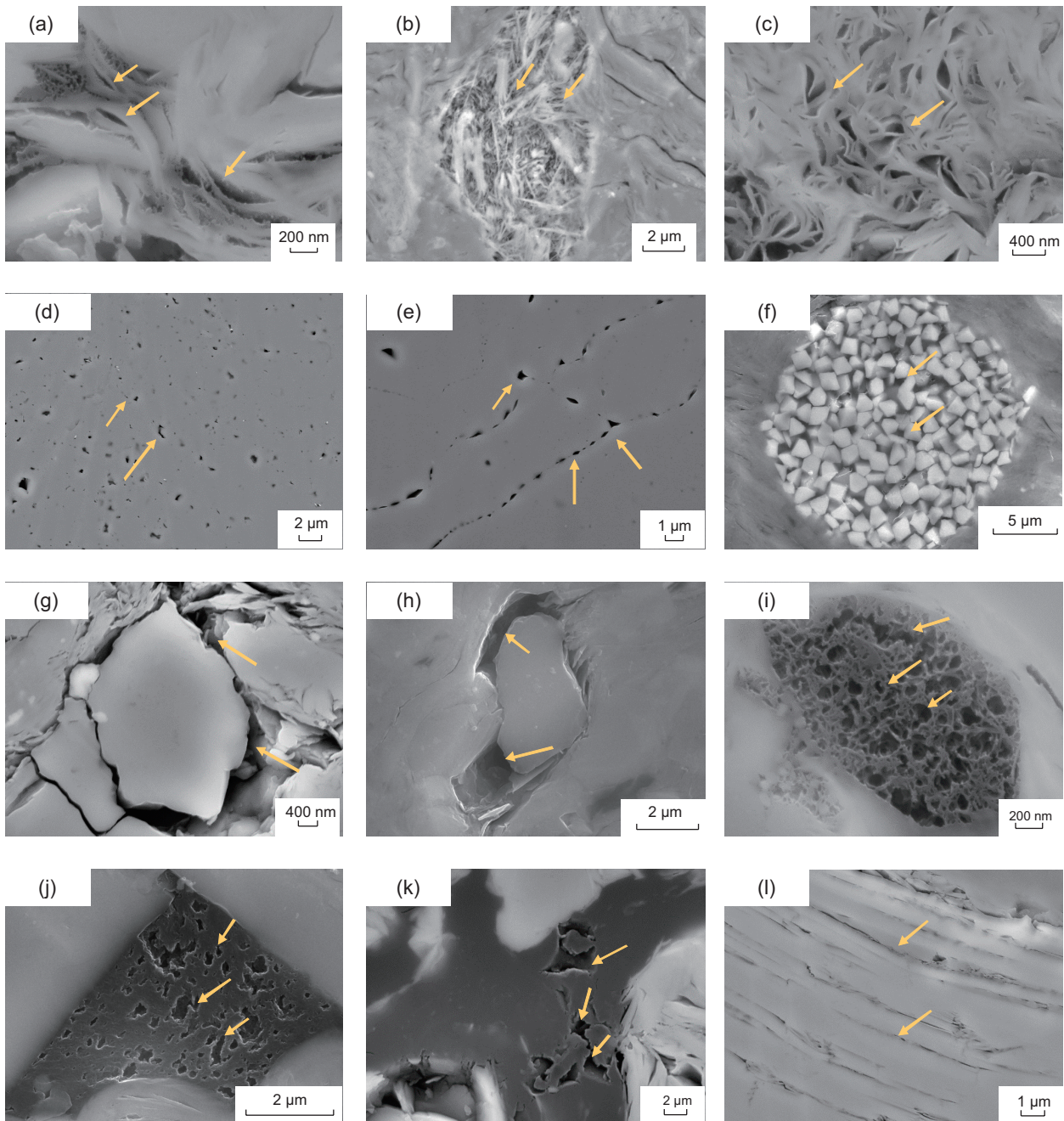
Fig. 3 Sedimentary tectonic map of mud shale of Lianggaoshan Formation

4 页岩储集空间特征

4.1 孔隙类型

基于Loucks(2012)^[43]的泥页岩孔隙分类方案及扫

描电镜实验图像(图4),凉高山组页岩主要发育黏土矿物晶间孔和有机孔,石英溶蚀孔和粒间孔次之,黄铁矿晶间孔和微裂缝发育较少。黏土矿物晶间孔分布在黏土矿物聚集体中,是在蒙脱石持续脱水向伊蒙混层和伊利石转化过程中形成的孔隙,形状多为平行板



(a)黏土矿物晶间孔,纹层状黏土质页岩,3141.19 m;(b)黏土矿物晶间孔,纹层状黏土质页岩,2904.52 m;(c)黏土矿物晶间孔,纹层状长英质页岩,1706.96 m;(d)石英溶蚀孔,纹层状长英质页岩,1706.96 m;(e)石英溶蚀孔,块状粉砂质泥岩,3131.06 m;(f)黄铁矿晶间孔,纹层状黏土质页岩,2904.52 m;(g)粒间孔,纹层状长英质页岩,1706.96 m;(h)粒间孔,层状混合质页岩,3014.8 m;(i)有机质孔,E11,3141.19 m;(j)有机质孔,纹层状黏土质页岩,2904.52 m;(k)有机孔,纹层状长英质页岩,1706.96 m;(l)微裂缝,纹层状长英质页岩,1706.96 m

图4 凉高山组页岩孔隙类型

Fig. 4 Pore types in shale of the Lianggaoshan Formation

状和多边形,孔径大小在几十纳米(图 4a-c)。溶蚀孔是由于生烃过程中生成的有机酸进入孔隙,流体逐渐变成酸性,石英等不稳定矿物被酸性流体溶蚀而形成的,为近圆形分散在矿物颗粒表面,其尺寸在数百纳米级(图 4d-e)。不同地区页岩矿物组成差异较大,发育的溶蚀孔类型并不相同,凉高山组页岩石英含量较高,以石英溶蚀孔为主,吉木萨尔芦草沟组以长石溶蚀孔为主^[44],东营凹陷页岩样品中方解石溶蚀孔较为发育^[45]。黄铁矿晶间孔是由于晶格发育不完全或溶解形成的,形状多为多边形或三角形,其尺寸在几十纳米到几百纳米(图 4f)。粒间孔一般发育在脆性矿物颗粒之间,是矿物颗粒成岩压实堆积后颗粒间保留的孔隙空间,具有良好的连通性,沿脆性矿物边缘呈线性或多边形分布,其尺寸可达微米级(图 4g-h)。有机孔通常分布在有机质内部或有机质与其他基质矿物接触的边缘,是干酪根在生烃过程中形成的孔隙,形状多为狭缝形或不规则多边形,孔径大小从几十纳米到几百纳米不等(图 4i-k)。高熟与低熟页岩有机孔发育程度不同,凉高山组页岩有机质演化程度高,在有机质内部和黏土矿物中形成了密集分布的有机孔(图 4a,图 4i-k),而成熟度较低的页岩中有机孔尚未大量形成,如泌阳凹陷核桃园组和沾化凹陷沙三段页岩中有机孔发育较少^[29,46]。微裂缝的形成与沉积成岩过程中应力变化有关,其呈平行条带状分布,宽度为几十纳米,长度可达微米级(图 4l)。

不同岩相页岩主要孔隙类型具有差异,纹层状黏土质页岩有机质丰度和黏土矿物含量较高,有机孔和

黏土矿物晶间孔最为发育;纹层状长英质页岩和粉砂质泥岩,石英含量较高,石英溶蚀孔和粒间孔较为发育;层状混合质页岩主要发育粒间孔,常为黏土矿物与石英矿物构成。

4.2 孔隙结构特征

孔隙度是反映页岩储集物性的重要参数之一,凉高山组页岩的孔隙度介于 1.15%~4.71%,平均为 2.36%。由孔隙度箱型图(图 5a)可知,纹层状黏土质页岩孔隙度最高,介于 1.2%~4.71%,平均为 3.22%,其储集物性较好;层状混合质页岩孔隙度平均为 2.57%,好于纹层状长英质页岩;块状粉砂质泥岩孔隙度最低,介于 1.15%~2.4%,平均为 1.59%,其储集物性较差。

低温 N_2 吸附实验可以分析页岩较小孔隙的发育情况。凉高山组页岩样品的吸附曲线(图 6)均呈现反“S”形态,在相对压力较低时($0 < P/P_0 < 0.4$),吸附量增加缓慢;在相对压力较高时($P/P_0 > 0.4$), N_2 吸附和脱附曲线发生分离,形成滞后环,介孔(2~50 nm)中发生了毛细管凝聚现象。根据国际理论与应用化学联合会(IUPAC)的分类^[47],纹层状黏土质页岩的滞后环形态近似于H3型,反映其孔隙为平行板状的狭缝孔,纹层状长英质页岩、层状混合质页岩和块状粉砂质泥岩的滞后环类型为H2和H3的混合型,表明其孔隙形态以墨水瓶形和狭缝形孔隙为主。

高压压汞实验可用于反映大孔的发育情况。由凉高山组页岩样品的进汞曲线(图 6)可以看出当进汞压

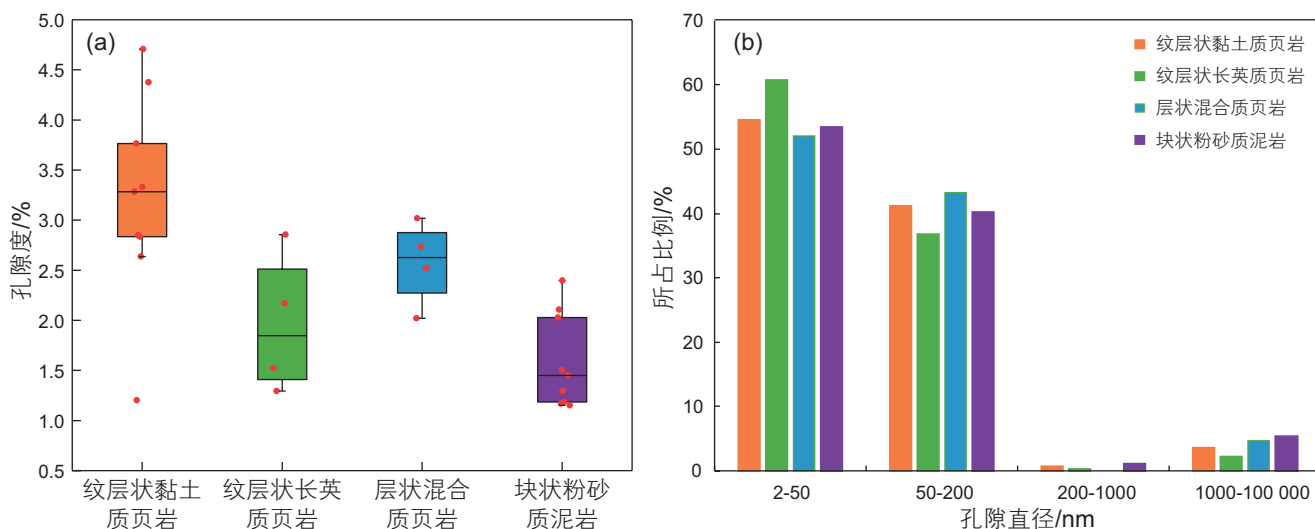


图 5 不同岩相页岩孔隙特征 (a) 孔隙度对比图; (b) 全孔径分布特征

Fig. 5 Pore characteristics of shale with different lithofacies (a) porosity contrast diagram; (b) full aperture distribution characteristics

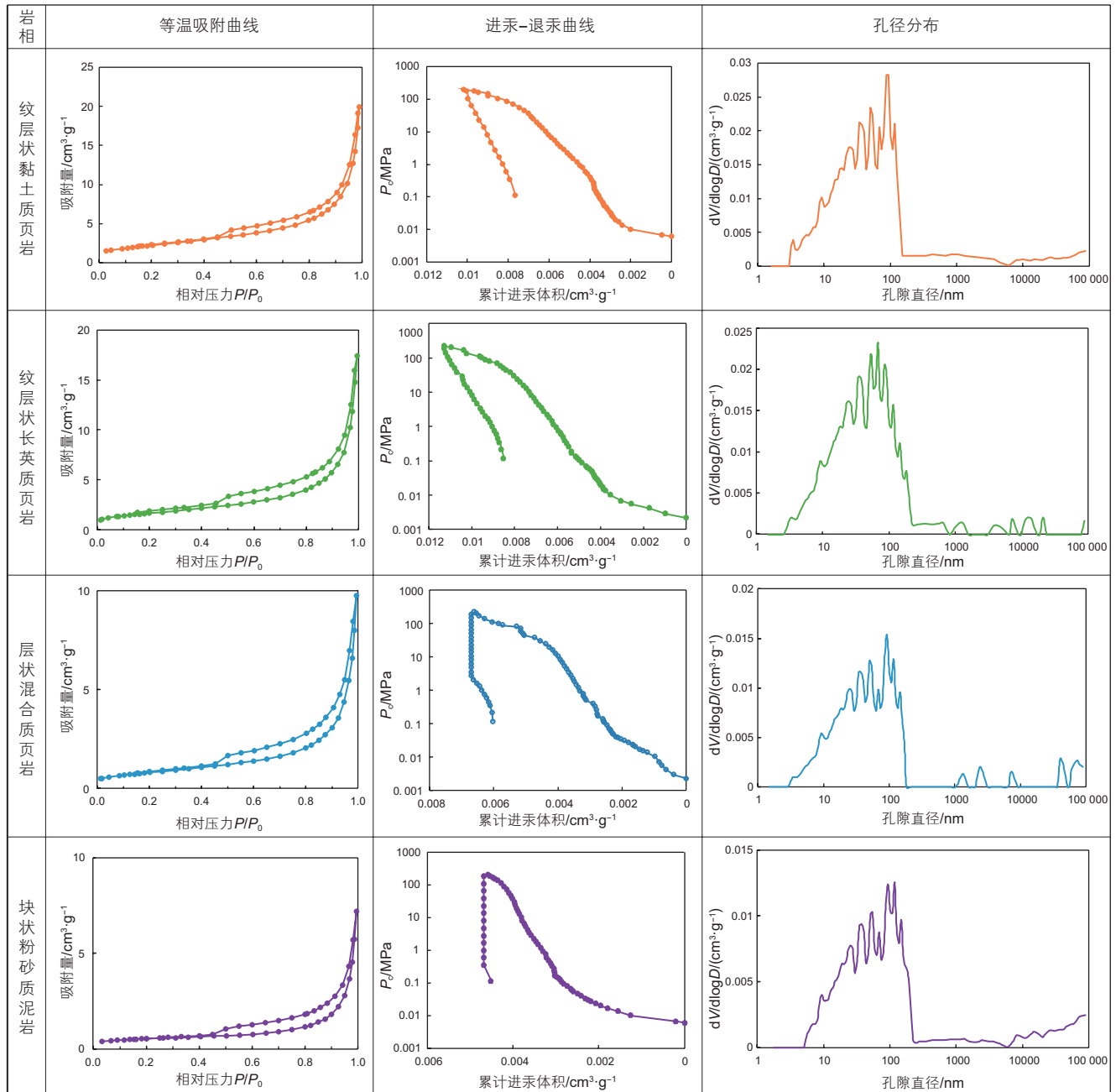


图6 凉高山组页岩孔隙结构特征定量表征

Fig. 6 Quantitative characterization of the pore structure of shale in the Lianggaoshan Formation

力小于1 MPa时,对应的孔隙直径约为1~100 μm ,进汞量快速增长,说明页岩样品发育较多的微米级孔隙;在压力大于1 MPa时,对应的孔隙直径小于1 μm ,进汞量增长缓慢。在退汞阶段(图6)可看出纹层状黏土质页岩与纹层状长英质页岩退汞量较大,表明其开放性孔隙较多,孔隙连通性较好。

由于页岩孔隙尺度跨度大,单一的实验难以有效对页岩孔隙结构进行全尺度刻画,因此,将低温 N_2 吸附与高压压汞两种方法结合起来,可得到凉高山组页

岩全孔径分布特征。本项研究保留了低温 N_2 吸附实验结果,孔隙直径大于200 nm部分采用高压压汞数据。本次研究采用IUPAC的分类方法划分孔隙^[48],孔径介于0~2 nm的孔隙为微孔,2~50 nm的孔隙为介孔,大于50 nm的孔隙为宏孔。凉高山组不同岩相页岩样品的孔径分布占比(图5b)和孔径分布曲线(图6)显示,不同岩相页岩孔径分布特征大致相同,孔体积主要由介孔和小于200 nm的宏孔贡献,占比分别介于52%~61%和37%~40%之间;微米级孔隙占比介于

2%~5%之间,表明页岩发育少量裂缝;200~1000 nm的孔隙几乎没有发育。

5 页岩油可动性评价

5.1 页岩可动油量

核磁-离心实验将核磁共振与离心实验相结合,高速离心将页岩油从孔缝中“甩出”,通过页岩样品在饱和正十二烷前后及离心前后的核磁共振信号量变化值,可获得可动油量及可动油率^[29]。可动油量^[49]是指每克页岩中所含的非吸附的、可动的液态烃毫克量,可动油率^[49]是指可动的液态烃量占页岩中总烃量的比例,可动油量及可动油率的确定是计算页岩油资源量的关键因素。本文通过核磁-离心实验比较不同岩相页岩可动油量和可动油率的相对高低。

为探究离心时长对可动性的影响并确定最佳离心时间,本文设置离心转速为11 000 r/min(离心机最大转速为12 000 r/min),离心时间分别为1 h、3 h、5 h、7 h进行饱和油离心实验。样品在不同离心时间的核磁共振 T_2 谱如图7所示,随着离心时间增加,样品的第3个谱峰降低直至消失,表明大孔或微裂缝中的流体在离心作用下可以完全排出,可动性较好;第二个谱峰信号幅度发生明显下降,表明中孔内的部分流体可以自由流动;第一个谱峰信号幅度只有微弱的下降,表明小孔内可动油较少,以吸附油为主。图7为页岩样品在不同离心时间下测得的核磁共振总信号量,可明显看出当离心时间超过3 h时,样品的总信号量并没有明显降低,因此,本文选取3 h为最佳离心时间。

本次研究开展不同离心转速下的离心实验,根据

核磁共振一维 T_2 谱信号量的变化确定最佳离心转速。当离心转速逐渐增大时(图8),页岩样品的后峰信号强度基本消失,前峰信号几乎不变,表明较大孔隙中的流体在离心过程中向外排出,其可动性较强。当离心转速达到11 000 r/min时,核磁共振总体信号较9000 r/min时仍有所降低,因此,最佳离心转速定为11 000 r/min。

在离心时间为3 h,离心转速为11 000 r/min条件下,开展不同岩相页岩油可动性研究。凉高山组页岩的可动油量(图9a)分布在0.25~3.26 mg/g,平均值为1.4 mg/g;可动油率(图9b)分布在5.13%~44.83%,平均值为20.04%。不同岩相页岩可动油量与可动油率差异较大,纹层状黏土质页岩可动油量分布在1.09~3.26 mg/g,平均为2.07 mg/g,可动油率分布在12.97%~44.83%,平均为25.74%,可动性较好;纹层状长英质页岩与层状混合质页岩的可动油量分布较为一致,介于0.7~1.9 mg/g之间,两者可动油率差异较大,平均值分别为24.25%和18.99%;块状粉砂质泥岩可动油量分布在0.25~1.22 mg/g,平均为0.82 mg/g,可动油率分布在5.13%~25.08%,平均为12.93%,可动性较差。

根据核磁共振原理,饱和油流体的信号幅值通过流体标定转换后可反映孔隙度等信息,且同一流体在页岩中的弛豫时间也可一定程度上揭示其所处孔径大小^[29,50]。根据前人建立的核磁共振弛豫时间与孔径的转换关系^[29,50],本次研究将同一流体在页岩中弛豫时间差异作为页岩孔径分布的划分依据,用于揭示不同尺度孔径下的页岩可动流体量的差异。基于样品饱和油态和离心态的 T_2 谱分布(图7a),以峰谱低处作为分

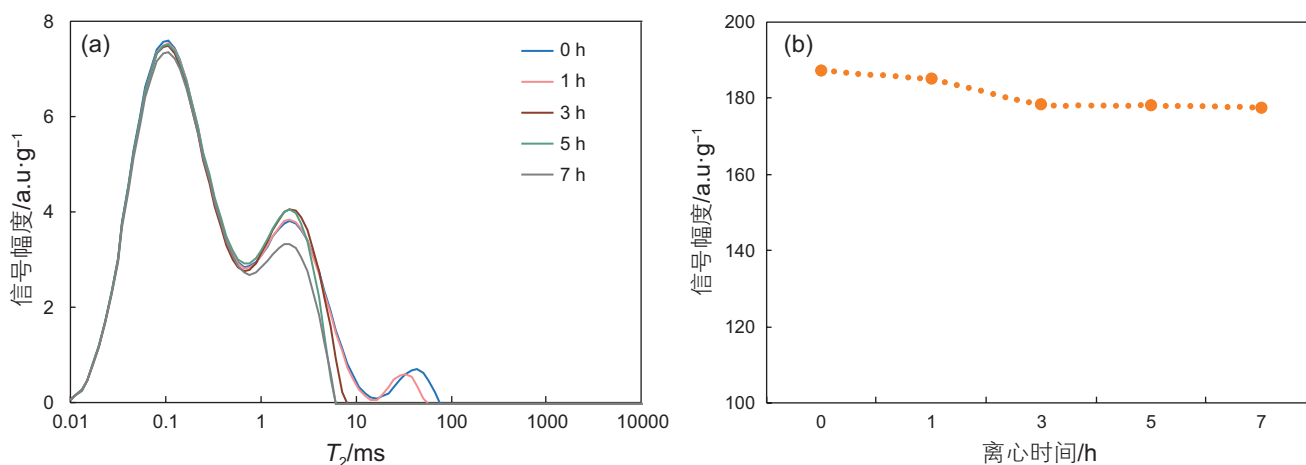


图7 不同离心时间的核磁共振特征(a)核磁共振 T_2 谱;(b)核磁共振信号变化趋势

Fig. 7 NMR characteristics at different centrifugation times (a) NMR T_2 spectrum;(b) Trends of nuclear magnetic resonance signals

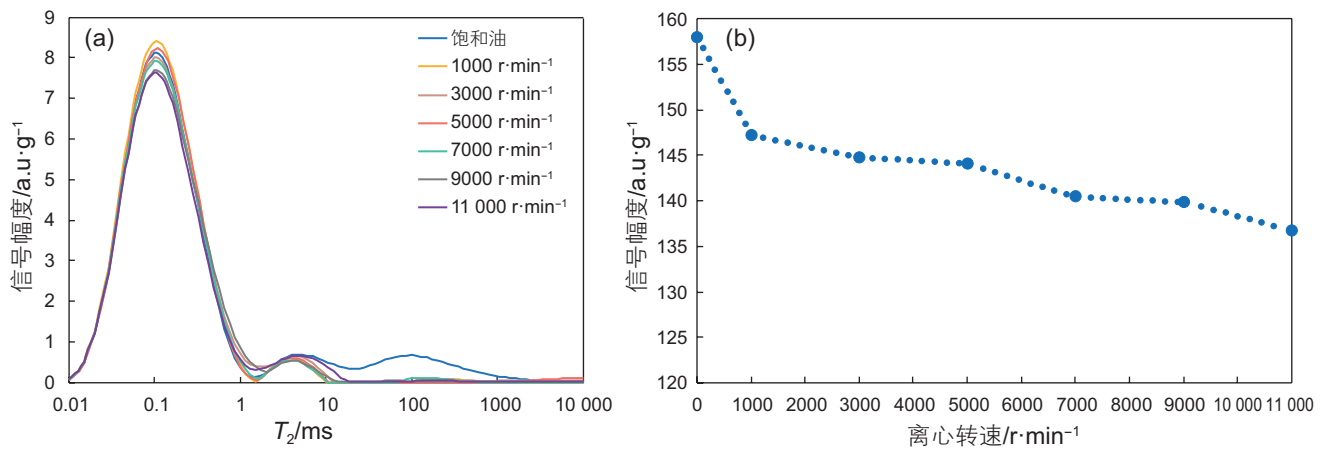


图 8 不同离心转速的核磁共振特征 (a) 核磁共振 T_2 谱; (b) 核磁共振信号变化趋势

Fig. 8 NMR characteristics of different centrifugal speeds (a) NMR T_2 spectrum; (b) trends of nuclear magnetic resonance signals

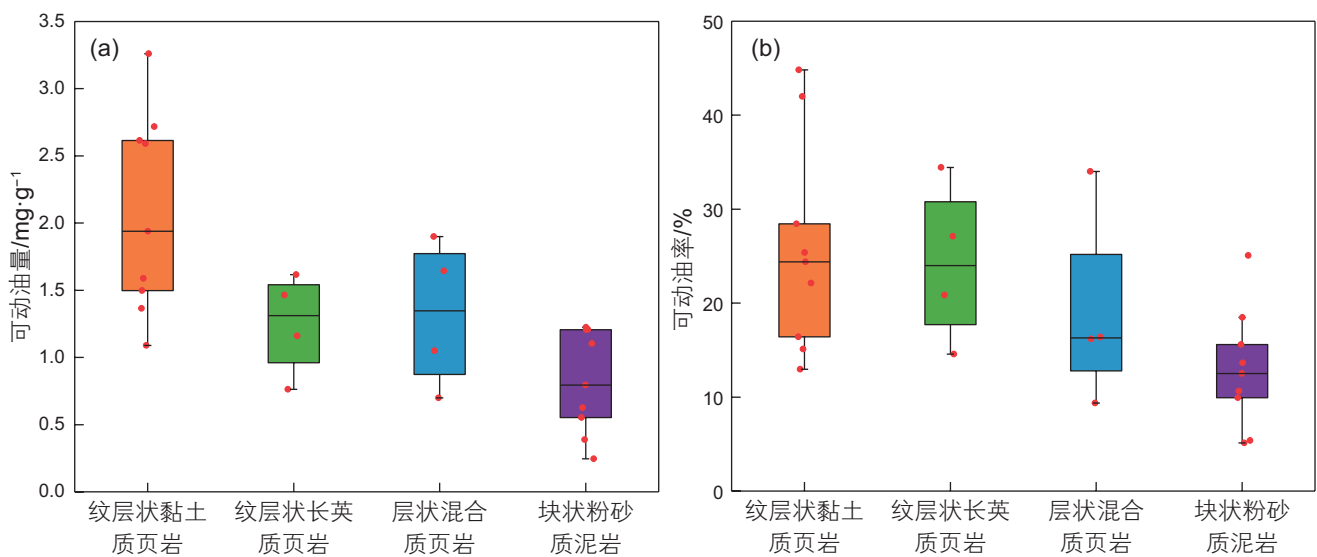


图 9 不同岩相页岩可动性特征 (a) 可动油量对比图; (b) 可动油率对比图

Fig. 9 Mobility characteristics of shales with different lithofacies (a) comparison of movable oil content; (b) comparison of movable oil rate

表 2 凉高山组页岩不同孔隙可动油占比

Table 2 Percentage of movable oil in different pores of shales of Lianggaoshan Formation

岩相	小孔占比(平均值)/%	中孔占比(平均值)/%	大孔占比(平均值)/%
纹层状黏土质页岩	0~45.86(16.87)	10.80~67.05(43.70)	23.05~66.27(39.43)
纹层状长英质页岩	0~4.55(1.14)	34.69~37.29(36.15)	60.13~65.31(62.71)
层状混合质页岩	0(0)	24.25~100(48.76)	0~75.75(51.24)
块状粉砂质泥岩	0~45.40(10.26)	21.78~96.46(42.18)	3.54~77.84(47.56)
总体	0~45.86(9.17)	10.80~100(43.04)	0~77.84(47.79)

割点, 弛豫时间大于 10 ms 对应大孔隙, 1~10 ms 之间对应中孔, 小于 1 ms 对应小孔。通过凉高山组页岩不同大小孔隙的可动油占比(表 2)可知, 小孔占比平均为 9.17%, 中孔占比平均为 43.04%, 大孔占比平均为 47.79%, 表明可动油主要分布在大孔和中孔, 小孔对

可动油的贡献最低。

5.2 可动性影响因素

页岩油可动性的制约因素众多, 且不同因素彼此存在相关性, 单因素分析往往难以确定真实的主控因

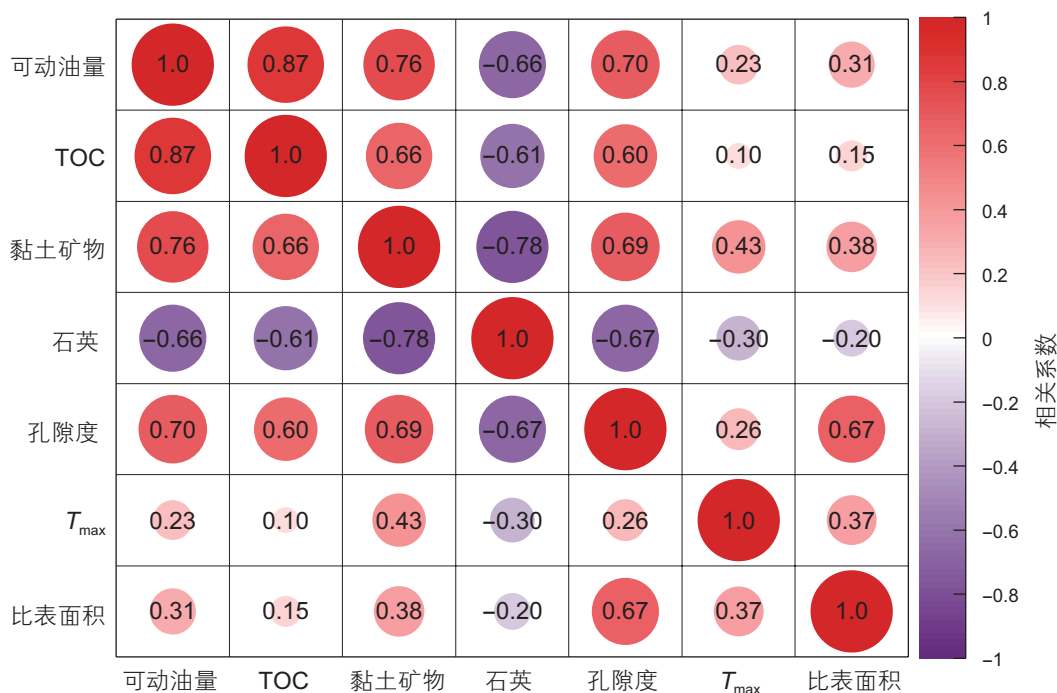


图 10 可动油量影响因素相关性热图

Fig. 10 Heat map of correlation of factors affecting movable oil content

素，因此，本次研究采用相关性热图来全面分析可动油量的主控因素及各因素之间的关联。

如图 10 所示，页岩 TOC 与可动油量存在较好相关性。Xu 等^[51]据之前报道的游离油与 TOC 含量数据同样发现游离油随 TOC 含量增加而增加。目前普遍认为页岩生成的石油首先要满足矿物和干酪根的吸附溶胀，但是当 TOC 含量低时，生成的页岩油达不到排除条件，随着 TOC 含量的增加，当页岩生成的油达到原位吸附和溶胀极限时，油以游离状态保留在孔缝中，可动油含量增加^[18,52]。此外，TOC 含量的上升促进了烃类生成，导致开放且相互连接的有机孔急剧增加(图 4i)，有利于页岩油的排出。

黏土矿物含量也是影响页岩油可动性的关键因素，目前众多学者较为一致的结论是可动油量随黏土含量的增加而降低^[46]，然而本次研究发现的现象不同以往，页岩可动油量与黏土矿物含量呈现较弱的正相关趋势(图 10)。而 Wang 等^[53]研究大安寨段样品时也发现泥质页岩有更好的可动性，认为发育良好的黏土孔隙为可动油提供了储存空间。从图 10 中也观察到凉高山组页岩孔隙度会随黏土含量的增加而增加，展示了黏土矿物晶间孔在孔隙系统中的主导地位，会为可动油的流动提供更多空间。此外，Chang 等^[54]采用扫描电镜实验清楚地观察到相较于单一黏土矿物孔隙，有机质位于黏土矿物层之间，保护了原生孔隙，有利于

页岩孔隙发育。在图 4a 中，同样可清晰看到黏土矿物层之间存在有机质，在一定程度上避免了孔隙被压实，对页岩油的流动性更为有利。

石英含量和可动油量存在明显负相关关系(图 10)。本文研究从岩石薄片(图 3)中观察到石英矿物悬浮在黏土矿物基质中，没有能够充分抵抗机械压实以屏蔽其他成岩过程形成的孔隙的刚性框架^[55]，无法起到支撑作用，对孔隙结构产生负面影响，进而制约页岩油可动性。

孔隙度是制约该地区页岩油可动性的重要因素，由图 10 可知可动油量与孔隙度呈正相关关系，这一发现与其他湖相页岩相似^[52]。一方面，孔隙度反映页岩储集能力强弱，在油源充足的条件下，储集空间越大，页岩的含油性越好。另一方面，从微观孔隙结构特征出发，页岩孔隙大小影响着页岩油流动，在本研究区中，可动油主要富集在中孔和大孔中(表 2)，这为页岩油的运移提供了良好的通道，因此，高孔隙度更有利于页岩油储集、赋存及流动。

5.3 可动油量预测模型

由上述相关性分析结果可知，TOC、黏土矿物以及孔隙度与凉高山组页岩可动油量相关性较好，采用这 3 个参数进行模拟，建立凉高山组页岩可动油量预测模型^[52]。为确保模型的准确性，随机选择 18 个页

岩样品数据点进行多元回归模拟(表3), 其余8个数据点用于模型的验证, 建立的模型公式为:

$$Y = -1.18 + 0.035X_1 + 0.569X_2 + 0.17X_3 \quad (1)$$

式中, X_1 为黏土矿物含量, %; X_2 为TOC含量, %; X_3 为孔隙度, %。

数值模拟结果显示, 用于构建模型的18个数据点的实测值与预测值相关性为0.879, 残差直方图符合正态分布, 标准差接近于1(图11a), 且正态P-P图的数据点基本分布在对角线上(图11b), 因此, 多元回归模拟建立的模型是可靠的。此外, 剩余8个样品采用该模型预测可动油量, 结果显示(图11c)实测值与预

测值相关性为0.7963, 进一步验证了模型的准确性。

5.4 有利岩相预测

通过上述模型分析可知, 有机质含量、黏土矿物含量、孔隙度是页岩油可动性的关键因素, 具有高有机质含量、高黏土矿物含量、高孔隙度特征的页岩可动性更好, 在前文对川东北地区侏罗系凉高山组页岩岩相划分中, 相较于其他岩相, 纹层状黏土质页岩很好地符合了这些特征, 且实验结果也显示其具有较好的可动性, 因此, 可将纹层状黏土质页岩作为凉高山组页岩油勘探的有利岩相。相比之下, 松辽盆地古龙

表3 可动油量预测样品信息表

Table 3 Sample information sheet for mobile oil prediction

样品名	黏土矿物/%	TOC/%	孔隙度/%	实测可动油量/(mg/g)	预测可动油量/(mg/g)
A3	47.6	0.36	1.29	1.16	1.17
A4	39.9	0.82	2.11	0.63	1.04
A5	50.5	1.42	1.19	1.59	1.88
A6	38.3	0.92	1.17	0.76	0.91
B1	46.1	1.21	1.15	1.64	1.55
C1	40.6	1.21	1.45	1.46	1.19
D1	43.70	0.56	3.28	1.05	1.18
D4	50.3	2.32	4.71	2.72	2.65
D6	45.5	1.40	3.33	1.90	1.55
E1	54.8	2.02	4.38	2.61	2.45
E3	57.8	2.54	2.85	3.26	3.09
E5	48.7	0.62	2.86	1.62	1.24
E6	33.4	0.56	1.29	0.39	0.50
E7	46.7	0.76	2.17	1.21	1.09
E8	30.7	0.15	1.52	0.25	0.18
E9	47.4	1.55	2.52	1.10	1.61
E10	41.3	0.74	2.02	1.21	0.91
E12	56.9	1.63	3.02	1.94	2.30

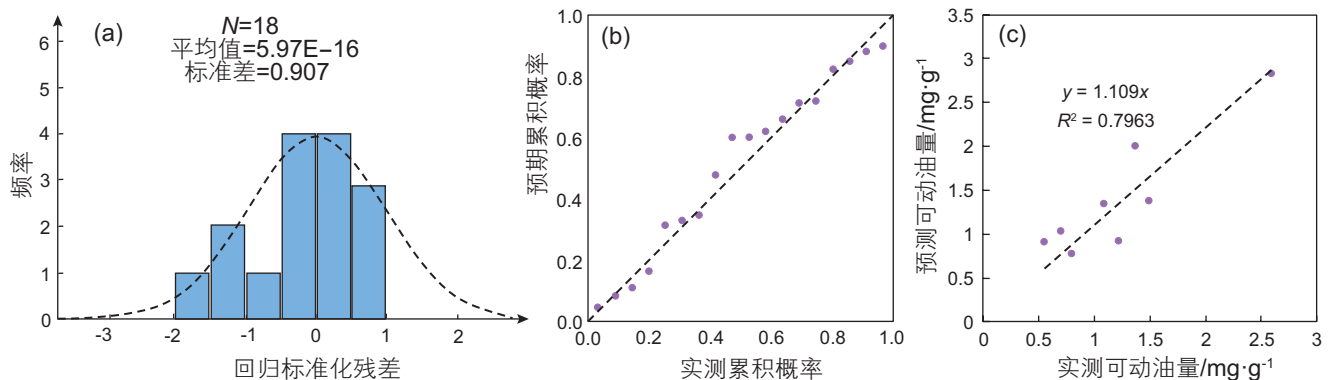


图11 数据模型验证(a)回归标准化残差; (b)正态P-P图; (c)模型预测效果图

Fig. 11 Data model validation (a) regression-standardized residuals; (b) normal P-P plot; (c) model prediction effect plot

凹陷白垩系青山口组一段可动性优势岩相为中有机质纹层状泥岩相^[56],与凉高山组相似,而准噶尔盆地玛湖凹陷风城组以及渤海湾盆地沧东凹陷孔二段有利岩相则为粉砂岩和长英质页岩^[57-58],不同盆地可动性优势岩相的差异可能与其成熟度以及矿物组成有关。

结合勘探实践来看,2019年针对凉高山组部署的泰页1井突破层系为暗色泥页岩^[59],其黏土含量平均为48.9%,孔隙度最高,微裂缝也较为发育。因此,在选用合适的工程工艺技术、优化压裂配方的条件下,以纹层状黏土质页岩作为该地区勘探的有利岩相类型,可直接指示页岩油有利目标层位及勘探靶区分布,有利于实现四川盆地湖相页岩油高产。

6 结论

(1)依据沉积构造和矿物组成,川东北地区侏罗系

凉高山组页岩可划分为4种岩相:纹层状黏土质页岩相、纹层状长英质页岩相、层状混合质页岩相、块状粉砂质泥岩相。纹层状黏土质页岩的含油性最好。

(2)凉高山组页岩发育的孔隙主要为黏土矿物晶间孔和有机孔;不同岩相页岩孔径分布特征差异不大,孔隙形态以墨水瓶形和狭缝形孔隙为主,孔体积主要由介孔和小于200 nm的宏孔贡献;纹层状黏土质页岩的储集物性最优,其次为纹层状长英质页岩和层状混合质页岩,块状粉砂质泥岩的储集物性最差。

(3)纹层状黏土质页岩可动性较好,块状粉砂质泥岩可动性较差;TOC、黏土矿物和孔隙度是控制凉高山组页岩可动油量的关键因素,利用这3个参数建立起可动油量预测模型,并进行了验证;有机质含量高、黏土含量高、孔隙度高的页岩会具有更好的可动性,优选出纹层状黏土质页岩为凉高山组勘探的有利岩相。

参考文献

- [1] 付金华,李士祥,牛小兵,等.鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油地质特征与勘探实践[J].石油勘探与开发,2020,47(05):870-883. [FU J H, LI S X, NIU X B, et al. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 870-883.]
- [2] 安成,柳广弟,孙明亮,等.鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7₃亚段页岩纹层发育特征及类型划分[J].石油科学通报,2023,8(02):125-140. [AN C, LIU G D, SUN M L, et al. Development characteristics and classification of shale laminae in the Chang 7sub-member of the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 02: 125-140.]
- [3] 张宸嘉,曹剑,王俞策,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油富集规律[J].石油学报,2022,43(09):1253-1268. [ZHANG C J, CAO J, WANG Y C, et al. Enrichment law of shale oil of Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(9): 1253-1268.]
- [4] 范雨辰,刘可禹,蒲秀刚,等.页岩储集空间微观形态分类及三维结构重构——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段为例[J].石油勘探与开发,2022,49(05):943-954. [FAN Y C, LIU K Y, PU X G, et al. Morphological classification and three-dimensional pore structure reconstruction of shale oil reservoirs: A case from the second member of Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 943-954.]
- [5] 柳波,孙嘉慧,张永清,等.松辽盆地长岭凹陷白垩系青山口组一段页岩油储集空间类型与富集模式[J].石油勘探与开发,2021,48(03):521-535. [LIU B, SUN J H, ZHANG Y Q, et al. Reservoir space and enrichment model of shale oil in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation in the Changling Sag, southern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 521-535.]
- [6] 李灿星,刘冬冬,肖磊,等.松辽盆地白垩系陆相页岩孔隙演化过程研究[J].石油科学通报,2021,6(02):181-195. [LI C X, LIU D D, XIAO L, et al. Research into pore evolution in Cretaceous continental shales in the Songliao Basin[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(02): 181-195.]
- [7] WANG M, XUE H T, TIAN S S, et al. Fractal characteristics of Upper Cretaceous lacustrine shale from the Songliao Basin, NE China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 67: 144-153.
- [8] 何文渊,何海清,王玉华,等.川东北地区平安1井侏罗系凉高山组页岩油重大突破及意义[J].中国石油勘探,2022,27(01):40-49. [HE W Y, HE H Q, WANG Y H, et al. Major breakthrough and significance of shale oil of the Jurassic Lianggaoshan Formation in well Ping'an 1 in northeastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 40-49.]
- [9] 杜金虎,胡素云,庞正炼,等.中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J].中国石油勘探,2019,24(05):560-568. [DU J H, HU S Y, PANG Z L, et al. The types, potentials and prospects of continental shale oil in China[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(05): 560-568.]
- [10] 赵文智,朱如凯,刘伟,等.中国陆相页岩油勘探理论与技术进展[J].石油科学通报,2023,8(04):373-390. [ZHAO W Z, ZHU R

- K, LIU W, et al. Advances in theory and technology of non-marine shale oil exploration in China[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2023, 8(04): 373–390.]
- [11] 王玉满, 董大忠, 杨桦, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩储集空间定量表征[J]. *中国科学: 地球科学*, 2014, 44(06): 1348–1356. [Wang Y M, Dong D Z, Yang H, et al. Quantitative characterization of reservoir space in the Lower Silurian Longmaxi Shale, southern Sichuan, China[J]. *Science China: Earth Sciences*, 2014, 44(06): 1348–1356.]
- [12] 徐二社, 陶国亮, 李志明, 等. 江汉盆地潜江凹陷盐间页岩油储层不同岩相微观储集特征——以古近系潜江组三段4亚段10韵律为例[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(02): 193–201. [XU E S, TAO G L, LI Z M, et al. Microscopic reservoir characteristics of different lithofacies from inter-salt shale oil reservoir in Qianjiang Sag, Jianghan Basin[J]. *Experimental petroleum geology*, 2020, 42(02): 193–201.]
- [13] XU Y, LUN Z, PAN Z, et al. Occurrence space and state of shale oil: A review[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 211: 110183.
- [14] 王民, 马睿, 李进步, 等. 济阳坳陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(04): 789–802. [WANG M, MA R, LI J B, et al. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(4): 789–802.]
- [15] 王民, 关莹, 李传明, 等. 济阳坳陷沙河街组湖相页岩储层孔隙定性描述及全孔径定量评价[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(06): 1107–1119. [Wang M, Guan Y, LI C M, et al. Qualitative description and full-pore-size quantitative evaluation of pores in lacustrine shale reservoir of Shahejie Formation, Jiyang Depression[J]. *Oil and Gas Geology*, 2018, 39(06): 1107–1119.]
- [16] LI J Q, LU S F, XIE L J, et al. Modeling of hydrocarbon adsorption on continental oil shale: A case study on n-alkane[J]. *Fuel*, 2017, 206: 603–613.
- [17] O'BRIEN N R, CREMER M D, CANALES D G. The role of argillaceous rock fabric in primary migration of oil[J]. *Geology*, 2002, 30: 1103–1112.
- [18] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part2—shale-oil resource systems[J]. *Shale Reservoirs-Giant Resources for the 21st century*, 2012, 97: 89–119.
- [19] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(02): 249–256. [LU S F, HUANG W B, CHEN F W, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application. [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(02): 249–256.]
- [20] LI S F, HU S Z, XIE X N, et al. Assessment of shale oil potential using a new free hydrocarbon index[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 156: 74–85.
- [21] 钱门辉, 蒋启贵, 黎茂稳, 等. 湖相页岩不同赋存状态的可溶有机质定量表征[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(02): 278–286. [QIAN M H, JIANG Q G, LI M W, et al. Quantitative characterization of extractable organic matter in lacustrine shale with different occurrences[J]. *Experimental petroleum geology*, 2017, 39(02): 278–286.]
- [22] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(06): 842–849. [JIANG Q G, LI M W, QIAN M H, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application[J]. *Experimental petroleum geology*, 2016, 38(06): 842–849.]
- [23] WANG S, JAVADPOUR F, FENG Q. Fast mass transport of oil and supercritical carbon dioxide through organic nanopores in shale[J]. *Fuel*, 2016, 181: 741–758.
- [24] ALI M, ALI S, MATHUR A, et al. Evaluate wettability and production potential of tight reservoirs through spontaneous imbibition using time-lapse nmr and other measurements[C]//SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. SPE, 2021.
- [25] TIAN H, HE K, HUANGFU Y H, et al. Oil content and mobility in a shale reservoir in Songliao Basin, Northeast China: Insights from combined solvent extraction and NMR methods[J]. *Fuel*, 2024, 357: 129678.
- [26] KARIMI S, SAIDIAN M, PRASAD M, et al. Reservoir rock characterization using centrifuge and nuclear magnetic resonance: A laboratory study of middle bakken cores[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro, 2015.
- [27] ZHANG P F, LU S F, LI J Q, et al. Evaluating microdistribution of adsorbed and free oil in a lacustrine shale using nuclear magnetic resonance: A theoretical and experimental study[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 212: 110208.
- [28] 周尚文, 刘洪林, 闫刚, 等. 中国南方海相页岩储层可动流体及 T_2 截止值核磁共振研究[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(04): 612–616. [ZHOU S W, LIU H L, YAN G, et al. NMR research of movable fluid and T_2 cutoff of marine shale in South China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1479–1498.]
- [29] 姜振学, 李廷微, 宫厚健, 等. 沾化凹陷低熟页岩储层特征及其对页岩油可动性的影响[J]. *石油学报*, 2020, 41(12): 1587–1600. [JIANG Z X, LI T W, GONG H J, et al. Characteristics of low-mature shale reservoirs in Zhanhua sag and their influence on the mobility of shale oil[J]. *Acta Petroli Sinica*, 2020, 41(12): 1587–1600.]
- [30] 李俊乾, 宋兆京, 王民, 等. 页岩基质孔隙油微观赋存及可动性定量表征——以东营凹陷沙河街组为例[J]. *石油科学通报*, 2024, 9(01): 1–20. [LI J Q, SONG Z J, WANG M, et al. Quantitative characterization of microscopic occurrence and mobility of oil in shale

- matrix pores: A case study of the Shahejie Formation in the Dongying Sag[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2024, 01: 1–20.]
- [31] 余鉴桥, 刘红岐, 王拥军, 等. 川中侏罗系凉高山组微观孔隙结构特征及影响因素[J]. *测井技术*, 2019, 43(06): 612–619. [YU J Q, LIU H Q, WANG Y J, et al. Characteristics and influencing factors of micropore structures in Jurassic Lianggaoshan Formation in central Sichuan Basin[J]. *Logging technology*, 2019, 43(06): 612–619.]
- [32] 李登华, 李建忠, 张斌, 等. 四川盆地侏罗系致密油形成条件、资源潜力与甜点区预测[J]. *石油学报*, 2017, 38(07): 740–752. [LI D H, LI J Z, ZHANG B, et al. Formation condition, resource potential and sweet-spot area prediction of Jurassic tight oil in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(7): 740–752.]
- [33] 杨威, 魏国齐, 武赛军, 等. 四川盆地区域不整合特征及其对油气成藏的控制作用[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(03): 504–515. [YANG W, WEI G Q, WU S J, et al. Regional unconformities and their controls on hydrocarbon accumulation in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 504–515.]
- [34] 胡东风, 李真祥, 魏志红, 等. 四川盆地北部地区巴中 1HF 井侏罗系河道砂岩油气勘探突破及意义[J]. *天然气工业*, 2023, 43(03): 1–11. [HU D F, LI Z X, WEI Z H, et al. Breakthrough in oil and gas exploration of Jurassic channel sandstone in Well Bazhong 1HF in northern Sichuan Basin and its significance[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(3): 1–11.]
- [35] 白桦, 杨晓, 熊艳, 等. 川中地区凉高山组湖岸线识别及致密油气有利区[J]. *天然气工业*, 2022, 42(02): 40–49. [BAI H, YANG X, XIONG Y, et al. Determination of Lianggaoshan Formation lake strandline and favorable tight oil and gas areas in the central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(2): 40–49.]
- [36] 张顺, 陈世悦, 鄢继华, 等. 东营凹陷西部沙三下亚段——沙四上亚段泥页岩岩相及储层特征[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(02): 320–332. [ZHANG S, CHEN S Y, YAN J H, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space in the 3rd and 4th members of Shahejie Formation, the west of Dongying Sag[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(2): 320–332.]
- [37] 王勇, 王学军, 宋国奇, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷泥页岩岩相与页岩油富集关系[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(05): 696–704. [WANG Y, WANG X J, SONG G Q, et al. Genetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(5): 696–704.]
- [38] 马义权, 杜学斌, 刘惠民, 等. 东营凹陷沙四上亚段陆相页岩岩相特征、成因及演化[J]. *地球科学*, 2017, 42(07): 1195–1208. [MA Y Q, DU X B, LIU H M, et al. Characteristics, depositional processes, and evolution of shale lithofacies of the upper submember of Es₄ in the Dongying Depression[J]. *Earth Science*, 2017, 42(7): 1195–1208.]
- [39] LOUCKS R G, RUPPEL S C. Mississippian Barnett shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 579–601.
- [40] 李明, 王民, 张金友, 等. 中国典型盆地陆相页岩油组分评价及意义[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(06): 1479–1498. [LI M, WANG M, ZHANG J Y, et al. Evaluation of the compositions of lacustrine shale oil in China's typical basins and its implications [J]. *Oil&Gas Geology*, 2023, 44(6): 1479–1498.]
- [41] 何文渊, 柳波, 张金友, 等. 松辽盆地古龙页岩油地质特征及关键科学问题探索[J]. *地球科学*, 2023, 48(01): 49–62. [HE W Y, LIU B, ZHANG J Y, et al. Geological characteristics and key scientific and technological problems of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. *Earth Science*, 48(1): 49–62.]
- [42] 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 M, LI M, LI J B, et al. Comparative analysis of test methods for shale oil content[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1758–1769.]
- [43] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1071–1098.
- [44] 马克, 侯加根, 董虎, 等. 页岩油储层混合细粒沉积孔喉特征及其对物性的控制作用——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(05): 1194–1205. [MA K, HOU J G, DONG H, et al. Pore throat characteristics of fine-grained mixed deposits in shale oil reservoirs and their control on reservoir physical properties: A case study of the Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. *Oil Gas Geology*, 2022, 43(5): 1194–1205.]
- [45] 张顺, 刘惠民, 王敏, 等. 东营凹陷页岩油储层孔隙演化[J]. *石油学报*, 2018, 39(07): 754–766. [ZHANG S, LIU H M, WANG M, et al. Pore evolution of shale oil reservoirs in Dongying Sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(7): 754–766.]
- [46] 冯国奇, 李吉君, 刘洁文, 等. 泌阳凹陷页岩油富集及可动性探讨[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(06): 1236–1246. [FENG G Q, LI J J, LIU J W, et al. Discussion on the enrichment and mobility of continental shale oil in Biyang Depression[J]. *Oil and Gas Geology*, 2019, 40(06): 1236–1246.]
- [47] SING K S W. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Recommendations 1984)[J]. *Pure and applied chemistry*, 1985, 57(4): 603–619.
- [48] THOMMES M. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report)[J]. *Pure and Applied Chemistry*, 2016, 87(1): 25–25.
- [49] 郭秋麟, 白雪峰, 何文军, 等. 页岩油资源评价方法、参数标准及典型评价实例[J]. *中国石油勘探*, 2022, 27(05): 27–41. [GUO Q L, BAI X F, HE W J, et al. Shale oil resource assessment methods, parameter standards and typical case studies[J]. *China Petroleum*

- Exploration, 2022, 27(5): 27–41.]
- [50] 白松涛, 程道解, 万金彬, 等. 砂岩岩石核磁共振 T_2 谱定量表征[J]. 石油学报, 2016, 37(03): 382–391+414. [BAI S T, CHENG D J, WAN J B, et al. Quantitative characterization of sandstone NMR T_2 spectrum[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(3): 382–391+414.]
- [51] XU Y, LUN Z M, PAN Z J, et al. Occurrence space and state of shale oil: A review[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 211: 110183.
- [52] HU T, PANG X Q, JIANG F J, et al. Movable oil content evaluation of lacustrine organic-rich shales: Methods and a novel quantitative evaluation model[J]. Earth-Science Reviews, 2021, 214: 103545.
- [53] WANG E Z, GUO T L, LI M W, et al. Reservoir characteristics and oil properties of a lacustrine shale system: Early Jurassic black shale from the Sichuan Basin, SW China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2023, 242: 105491.
- [54] CHANG J Q, FAN X D, JIANG Z X, et al. Differential impact of clay minerals and organic matter on pore structure and its fractal characteristics of marine and continental shales in China[J]. Applied Clay Science, 2022, 216: 106334.
- [55] WANG E Z, FENG Y, GUO T L, et al. Sedimentary differentiation triggered by the Toarcian Oceanic Anoxic Event and formation of lacustrine shale oil reservoirs: Organic matter accumulation and pore system evolution of the Early Jurassic sedimentary succession, Sichuan Basin, China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2023, 256: 105825.
- [56] 柳波, 石佳欣, 付晓飞, 等. 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[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(05): 828–838. [LIU B, SHI J X, FU X F, et al. 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[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 828–838.]
- [57] 常佳琦, 姜振学, 高之业, 等. 玛湖凹陷风城组不同岩相页岩含油性及其可动性特征[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(09): 3354–3367. [CHANG J Q, JIANG Z X, GAO Z Y, et al. Oil bearing and mobility characteristics of different lithofacies shales in Fengcheng Formation, Mahu Sag[J]. Journal of Central South University(Science and Technology), 2022, 53(9): 3354–3367.]
- [58] 杨飞, 蒲秀刚, 姜文亚, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段细粒相区有机地球化学特征[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(04): 550–558. [YANG F, PU X G, JIANG W Y, et al. Organic geochemistry characteristics of the fine grained sedimentary rock of the second member of Kongdian Formation(Ek₂) in Cangdong Sag, Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(4): 550–558.]
- [59] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 四川盆地拔山寺向斜泰页1井页岩油气重大突破及意义[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(02): 21–32. [HU D F, WEI Z H, LIU R B, et al. Major breakthrough of shale oil and gas in Well Taiye 1 in Bashansi Syncline in the Sichuan Basin and its significance[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(2): 21–32.]

(编辑 付娟娟)