

川东地区中二叠统茅口组一段储层特征与形成模式

范建平¹, 宋金民¹, 江青春², 刘树根^{1,3}, 叶玥豪¹, 黄士鹏², 王佳蕊¹, 苏旺², 李立基¹,
金鑫¹, 冯宇翔¹

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 中国石油 勘探开发研究院, 北京 100083;
3. 西华大学, 四川 成都 610039)

摘要:川东地区中二叠统茅口组一段(茅一段)非常规泥质灰岩储层近期取得重大勘探发现。基于野外露头剖面及钻井岩心观察,通过薄片鉴定、物性分析、X射线衍射、氮气吸附、氩离子抛光扫描电镜、总有机碳含量(TOC)测定、CT扫描以及测井分析等手段,对茅一段泥质灰岩储层及其主控因素进行研究。结果表明,川东地区茅一段主要发育泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩、生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩等4种岩石类型以及粒缘孔(缝)、有机质孔、溶孔(缝)、裂缝、滑石收缩孔(缝)等5类储集空间。其中,泥晶灰岩和泥晶生屑灰岩孔隙度低,有机质含量低,储集性能差;生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩孔隙度高,有机质含量高,储集性能好。茅一段储层受岩相、有机质丰度和成岩作用的综合控制,生屑泥晶灰岩微相和(含)泥质生屑泥晶灰岩微相中的原始孔隙发育好且富含粘土矿物;粘土矿物转化形成的粘土微孔和有机质孔为茅一段主要的储集空间;白云石化作用和溶蚀作用为茅一段提供了部分储集空间。基于此,提出茅一段优质储层发育模式:沉积期,由于原始组构差异,生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩中的原始孔隙发育;中-深埋藏期,海泡石发生成岩转化,形成粘土微孔和有机质孔,同时释放富镁成岩流体,发生白云石化;深埋藏期,酸性流体进一步改造储层,使生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑灰岩储层发育为优质储层。

关键词:孔隙结构;储集空间类型;岩石类型;储层发育模式;非常规储层;茅口组;川东地区

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Reservoir characteristics and development model of the Middle Permian Mao-1 Member in eastern Sichuan Basin

Fan Jianping¹, Song Jinmin¹, Jiang Qingchun², Liu Shugen^{1,3}, Ye Yuehao¹, Huang Shipeng², Wang Jiarui¹,
Su Wang², Li Liji¹, Jin Xin¹, Feng Yuxiang¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 3. Xihua University, Chengdu, Sichuan 610039, China)

Abstract: Significant exploration discoveries have recently been made in unconventional argillaceous limestone of the first member of the Middle Permian Maokou Formation (Mao-1 Member) in the eastern Sichuan Basin. An integration of field outcrop and core observation, thin section identification, petrophysical analysis, X-ray diffraction, nitrogen adsorption, Ar-ion field emission scanning electron microscopy (FE-SEM), TOC measurement and CT scanning, as well as well logging data interpretation, is applied to the study of reservoir characteristics and controlling factors of the Mao-1 Member argillaceous limestone. It is shown that micrite, micritic bioclastic limestone, bioclastic micritic limestone and argillaceous bioclastic micritic limestone dominate the Mao-1 Member with intergranular pores (fractures), organic pores, dissolved pores (fractures), fractures and talc shrinkage pores (fractures) well developed as reservoir spaces. The micrite and micritic bioclastic limestone, among others, are low in porosity and organic

收稿日期:2022-06-06;修订日期:2022-08-18。

第一作者简介:范建平(1997—),男,硕士研究生,地质资源与地质工程。E-mail: 272595210@qq.com。

通讯作者简介:宋金民(1983—),男,博士、副教授,沉积储层。E-mail: songjinmin@sohu.com。

基金项目:国家自然科学基金面上项目(41872150);国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U19B6003)

matter content, and with poor storage capacity. While bioclastic micritic limestone and argillaceous bioclastic micritic limestone, are high in porosity and organic matter content, and of good reservoir capacity. The Mao-1 Member reservoirs in the eastern Sichuan Basin are under the joint control of sedimentary lithofacies, organic matter abundance and diagenetic process. The bioclastic micritic limestone and argillaceous bioclastic micritic limestone microfacies are the most favorable reservoirs rich in pores and clay minerals. The clay micropores and organic pores generated from clay mineral transformation function as the main storage space in the Mao-1 Member; besides, the pores related to dissolution and dolomitization contribute another part of the reservoir space. Finally, the reservoir development model of the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin is established. During the sedimentary period, due to the differences in original fabric, the bioclastic micritic limestone and argillaceous bioclastic micritic limestone have original pores well developed; during the medium to deep burial phase, sepiolite underwent diagenetic transformation, forming a large number of clay micropores and organic pores, meanwhile releasing Mg^{2+} -enriched diagenetic fluid and resulting in dolomitization; and during the deep burial period, under the modification of acid fluid, high-quality reservoirs formed in bioclastic micritic limestone and argillaceous bioclastic micritic limestone formations.

Key words: pore structure, reservoir space type, rock type, reservoir development model, unconventional reservoir, Makou Formation, eastern Sichuan Basin

引用格式: 范建平, 宋金民, 江青春, 等. 川东地区中二叠统茅口组一段储层特征与形成模式[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1413-1430. DOI: 10.11743/ogg20220611.

Fan Jianping, Song jinmin, Jiang Qingchun, et al. Reservoir characteristics and development model of the Middle Permian Mao-1 Member in eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1413-1430. DOI: 10.11743/ogg20220611.

四川盆地中二叠统茅口组一段(茅一段)长期被视为碳酸盐岩类烃源岩, 有机质丰度中总有机碳含量(TOC)介于0.35%~3.30%, 平均为1.16%, 烃源岩厚度介于60~110 m, 大部分地区生气强度大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[1-5]。近期JS1, YH1和TT1井茅一段分别试获 1.67×10^4 , 3.10×10^4 和 $31.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的日产量, 展示出良好的勘探潜力^[6-7]。前人对四川盆地茅口组做过大量的研究工作, 认为中二叠世茅口期为碳酸盐缓坡沉积, 岩性主要为深灰色泥晶灰岩、含泥灰岩、瘤状灰岩、泥质灰岩和灰质泥岩等, 发育典型的“眼皮-眼球”构造^[6-10], 储层发育主要受裂缝和岩溶作用控制^[11-19]。目前的研究多聚焦在茅口组中上部的茅二段与茅三段, 而针对茅一段的泥质灰岩储层特征的研究相对薄弱, 其形成机制与主控因素尚不明确。鉴于此, 本文通过对川东地区华蓥山剖面及S6, Z8, HS4, HB1, LJ1等钻井的岩心观察, 结合镜下薄片鉴定、物性分析、X射线衍射、核磁共振、扫描电镜、TOC测定以及CT扫描等技术手段, 对川东地区茅一段储层特征展开分析, 揭示茅一段物性特征和孔隙结构, 探讨该套富含有机质泥质灰岩储层的主控因素, 提出茅一段泥质灰岩储层的形成发育模式, 为下一步勘探提供参考。

1 区域地质背景

二叠纪是显生宙全球格局转变的重要时期, 泛大陆开始裂解, 古特提斯洋进一步扩张, 上扬子地台位于古赤道附近, 其东侧为泛大洋, 西侧为古特提斯洋(图1b)。该时期全球古气候由冷转暖, 冈瓦纳大陆冰盖的推进和消融形成了多个高频变化的海平面升降旋回^[20-21]。上扬子地块在茅口期是以碳酸盐缓坡为主导的碳酸盐台地^[22], 由外缓坡、中缓坡和内缓坡亚相组成, 构成一个由海侵到缓慢海退的完整旋回, 沉积厚度一般为200~340 m。依据岩性和电性特征差异, 自下而上可将茅口组分为茅一段、茅二段、茅三段和茅四段。茅一段为第一个三级旋回的海侵体系域, 处于较深水的外缓坡亚相, 海域宽阔, 生物繁茂, 向上水体变浅, 演变为中-内缓坡亚相^[7-10, 23](图1a), 川东地区茅一段可分为泥晶灰岩微相、泥晶生屑灰岩微相、生屑泥晶灰岩微相和(含)泥质生屑泥晶灰岩微相。川东地区茅一段分为a, b和c三个亚段(图1c), 茅一^a亚段(P_2m^{1a})厚20~60 m, 岩石类型主要为生屑泥晶灰岩, 夹硅质岩和泥页岩; 茅一^b亚段(P_2m^{1b})厚10~30 m, 岩石类型主要为瘤状灰岩、泥质灰岩夹薄层页岩; 茅一^c

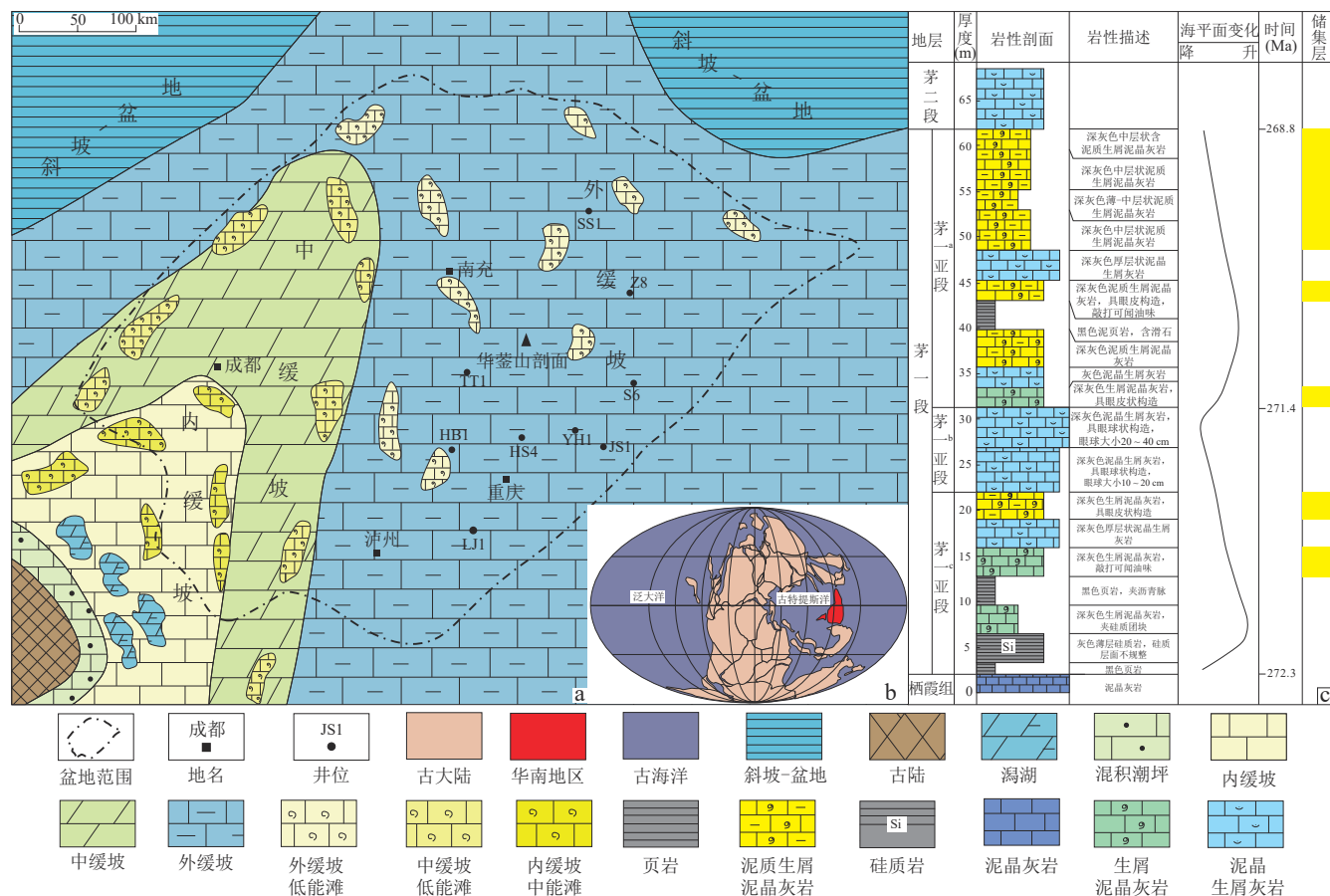


图1 四川盆地茅一段构造-沉积背景与茅一段地层综合柱状图 [24-25]

Fig. 1 Structural sedimentary setting and composite stratigraphic column of the Mao-1 Member in the Sichuan Basin [24-25]

a. 茅一段沉积相图; b. 全球中二叠世古地理图; c. 茅一段地层综合柱状图

亚段(P_2m^{1c})厚30~60 m,岩石类型主要为(含)泥质生屑泥晶灰岩和泥晶生屑灰岩,夹少量泥晶灰岩。其中,茅一^a亚段和茅一^c亚段孔隙和裂缝较发育,沥青和有机质富集[8,10,23]。

2 岩石学、矿物学及有机地化特征

通过野外露头、岩心观察以及薄片鉴定并结合X射线衍射全岩分析,认为研究区茅一段主要发育泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩、生屑泥晶灰岩、(含)泥质生屑泥晶灰岩等4种岩石类型。其中泥晶生屑灰岩构成宏观下的“眼球状”灰岩,生屑泥晶灰岩或(含)泥质生屑泥晶灰岩构成“眼皮状”灰岩。纵向上,茅一^a亚段中生屑泥晶灰岩占35.9%,(含)泥质生屑泥晶灰岩占38.5%,泥晶生屑灰岩占2.6%,泥晶灰岩占2.6%(样品个数 $n=31$);茅一^b亚段中生屑泥晶灰岩占12.2%,(含)泥质生屑泥晶灰岩占7.3%,泥晶生屑灰岩占75.6%,泥晶灰岩占4.9%($n=41$);茅一^c亚段中生屑

泥晶灰岩占46.3%,(含)泥质生屑灰岩占26.8%,泥晶生屑灰岩占22%,泥晶灰岩占4.9%($n=41$)。

2.1 岩石学特征

2.1.1 泥晶灰岩

泥晶灰岩在茅一段发育较少,主要分布于茅一^c亚段。岩石颜色整体较浅、物性较差、TOC低、脆性高,在后期构造运动中较容易形成裂缝,但多被方解石充填或半充填,仅在局部可见溶孔(图2a—c)。

2.1.2 泥晶生屑灰岩

泥晶生屑灰岩单层厚度较大,主要分布在茅一^b亚段,生物碎屑含量在30%~50%,生屑粒径在0.5~2.5 mm,泥质含量低,生屑主要为海百合、藻类、蠕类、有孔虫、腕足类和单体珊瑚等,保存较完整。岩石颜色较浅、物性一般、TOC低、脆性高,生物体腔孔大多被充填(图2d—f)。

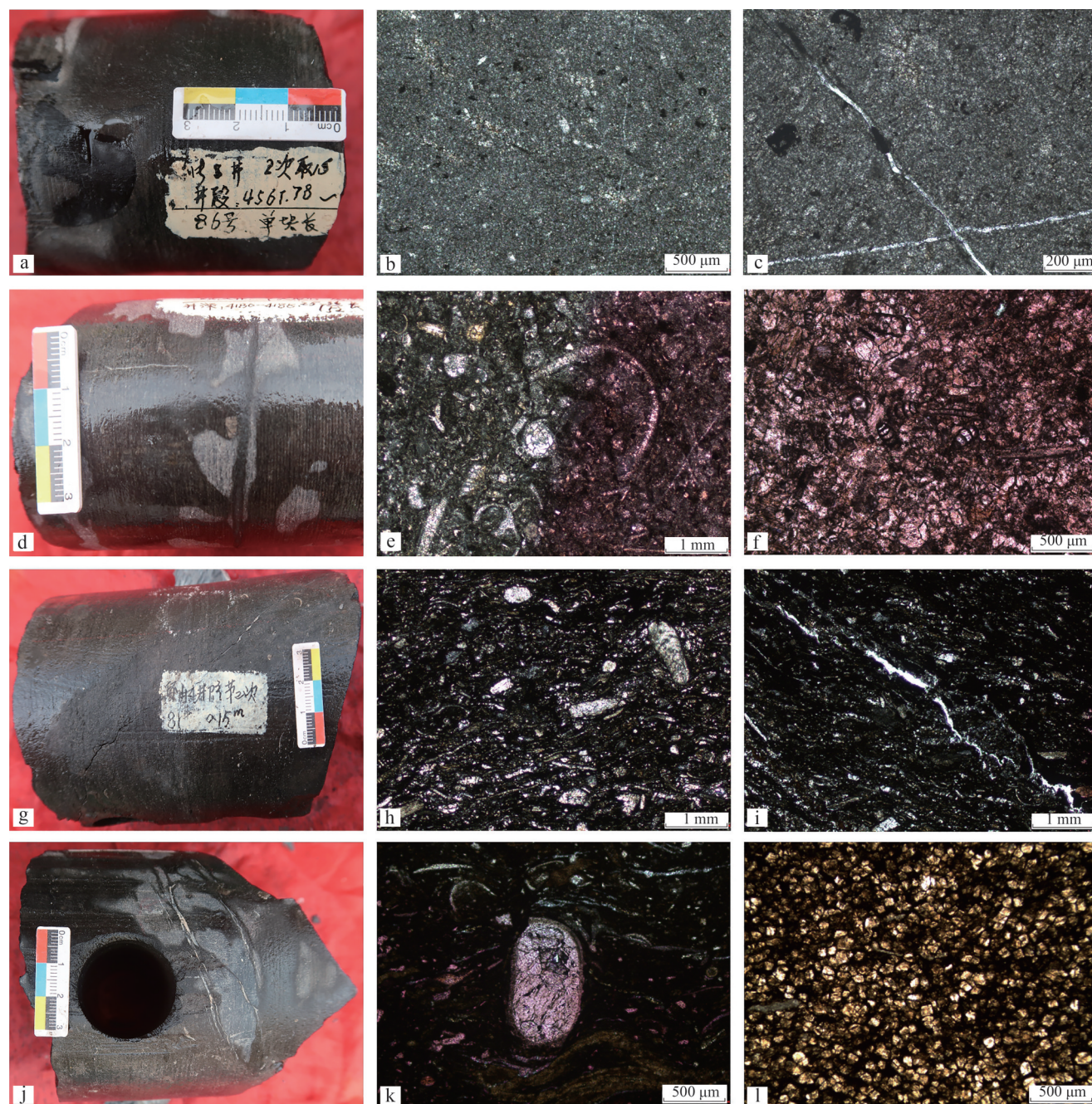


图2 川东地区茅一段岩石结构类型照片

Fig. 2 Pictures showing the rock structure types of the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. Z8井,埋深4 565.78 m,泥晶灰岩,岩心;b. Z8井,埋深4 565.78 m,泥晶灰岩,裂缝被石英充填,单偏光;c. Z8井,埋深4 565.78 m,泥晶灰岩,裂缝,单偏光;d. S6井,埋深4 183.73 m,泥晶生屑灰岩,高角度裂缝,岩心;e. S6井,埋深4 183.73 m,泥晶生屑灰岩,头足、双壳,单偏光;f. S6井,埋深4 180.52 m,泥晶生屑灰岩,单偏光;g. HS4井,埋深2 678.29 m,生屑泥晶灰岩,岩心;h. HS4井,埋深2 678.29 m,生屑泥晶灰岩,生屑呈层状分布,单偏光;i. HS4井,埋深2 678.29 m,生屑泥晶灰岩,溶缝,单偏光;j. HS4井,埋深2 679.79 m,(含)泥质生屑泥晶灰岩,泥质条带,岩心;k. HS4井,埋深2 679.79 m,(含)泥质生屑泥晶灰岩,褐色滑石条带,单偏光;l. HS4井,埋深2 867.37 m,白云石晶间溶孔,单偏光

2.1.3 生屑泥晶灰岩

生屑泥晶灰岩中的生物碎屑含量在20%~30%,生屑粒径介于0.1~2.0 mm,主要为藻类、腕足类和孔虫,少见双壳类和腹足类等,生物碎屑破碎,呈层状分布。主要分布在茅一^a亚段下部和茅一^c亚段下部,

颜色整体较深、物性较好、TOC较高、脆性一般。局部发育裂缝,多被沥青和方解石所充填(图2g—i)。

2.1.4 (含)泥质生屑泥晶灰岩

这类岩石中的生物碎屑含量在10%~20%,生屑粒径介于0.1~1.5 mm,泥质含量在10%~30%,生

物以腕足类和有孔虫为主,少见藻类和介形虫,生物碎屑破碎,呈层分布。主要分布在茅一^a亚段中上部和茅一^c亚段,泥质含量高,颜色较深。生物碎屑之间可见大量滑石充填,通过扫描电镜发现滑石中存在大量成岩收缩缝(图2j,k)。此外,在该类岩石中可见白云石化现象,白云石晶间溶孔较为发育(图2l)。

2.2 矿物学特征

X射线衍射全岩矿物组分分析表明,研究区茅一段主要由方解石、白云石、石英、粘土矿物以及黄铁矿组成,方解石和白云石含量占主导地位,粘土矿物以滑石为主。生屑泥晶灰岩中碳酸盐矿物含量为70%~98%,石英含量为0~20%,粘土矿物含量为0~10%;(含)泥质生屑泥晶灰岩中碳酸盐矿物含量为65%~90%,石英含量为0~9%,粘土矿物含量为5%~30%;泥晶生屑灰岩和泥晶灰岩中的碳酸盐矿物含量超过90%,石英含量为0~3%,粘土矿物含量为0~1%(图3)。纵向上,茅一^a亚段碳酸盐矿物含量为80%~90%,石英含量为0~20%,粘土矿物含量为0~20%,粘土矿物与石英含量由下至上呈先增后减的趋势;茅一^b亚段碳酸盐矿物含量超过90%,石英含量为

0~2%,粘土矿物含量为0~1%,该段粘土矿物含量极低,仅在其顶、底部含较少粘土矿物;茅一^c亚段碳酸盐矿物含量为60%~90%,石英含量为0~20%,粘土矿物含量为0~30%,该段粘土矿物含量整体较高。

2.3 有机碳含量

研究区茅一段TOC为0.08%~1.26%,平均为0.45%。其中生屑泥晶灰岩TOC为0.39%~1.10%,平均为0.72%;(含)泥质生屑泥晶灰岩TOC为0.40%~1.26%,平均为0.77%;泥晶生屑灰岩TOC为0.15%~0.80%,平均为0.33%;泥晶灰岩TOC为0.08%~0.56%,平均为0.28%。纵向上,茅一^a亚段TOC最高,平均为0.58%;茅一^b亚段TOC平均为0.28%;茅一^c亚段TOC平均为0.43%,由下至上呈先减后增的趋势,粘土矿物发育段为高TOC段。

3 储层特征

3.1 储集空间类型

通过氩离子抛光扫描电镜分析,发现茅一段储集

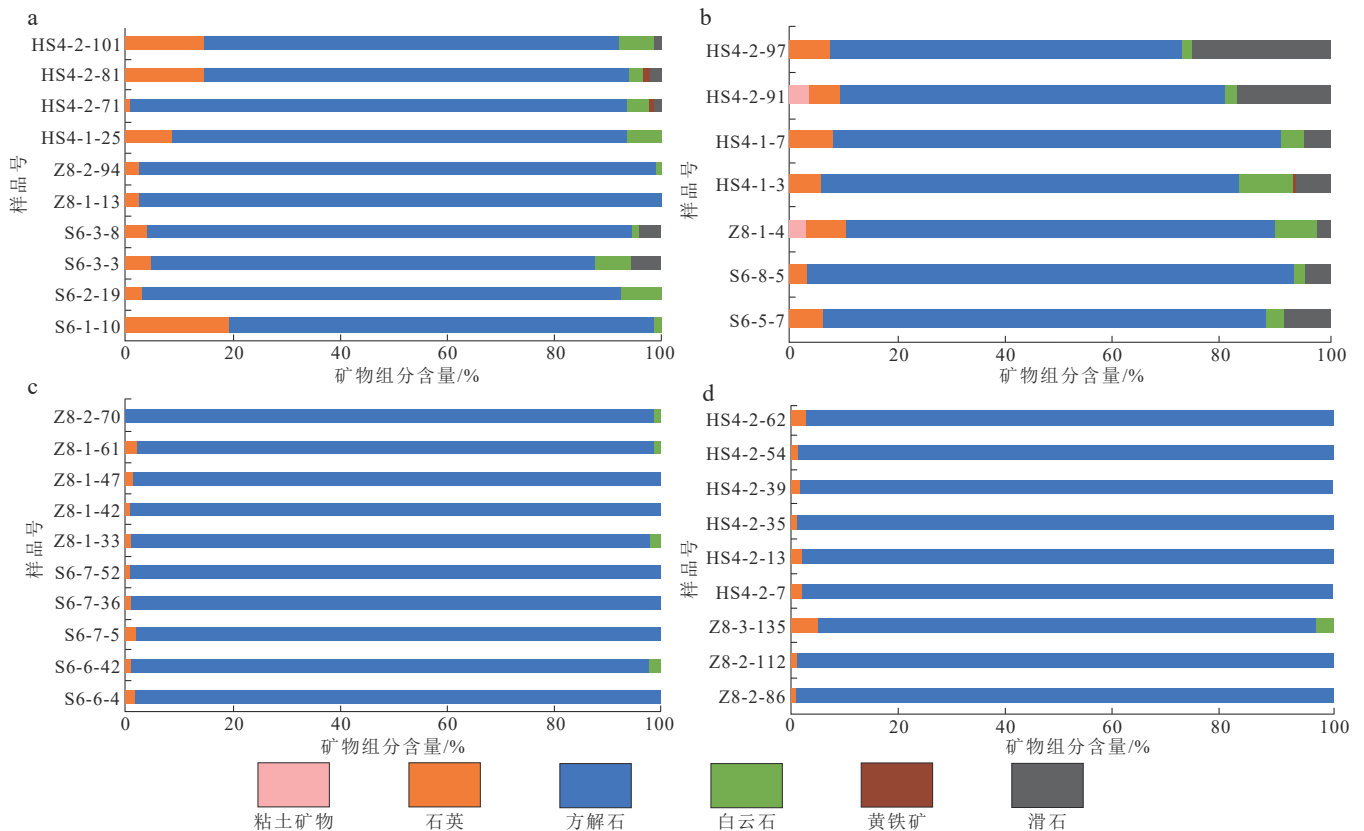


图3 川东地区茅一段矿物组分分布

Fig. 3 Mineral composition distribution of the Mao-I Member in the eastern Sichuan Basin

a. 生屑泥晶灰岩; b. (含)泥质生屑泥晶灰岩; c. 泥晶生屑灰岩; d. 泥晶灰岩

空间主要为粒缘孔(缝)、滑石收缩孔(缝)、有机质孔和裂缝、溶孔(缝)。其中,滑石收缩孔(缝)、裂缝和溶孔(缝)对储集性能的贡献较大。

3.1.1 粒缘孔(缝)

粒缘孔(缝)是方解石(白云石)、石英、有机质和粘土矿物之间的孔(缝),一般具有一定的弧度,在茅一段均可见发育。孔径范围介于10~1 000 nm;缝宽大多数在50 nm,连通性好(图4a)。

3.1.2 滑石收缩孔(缝)

X射线衍射测试结果发现,生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩中含有滑石。滑石在单偏光下呈浅褐色,正交偏光下最高干涉色可以达到Ⅲ级橙色。扫描电镜下,滑石多为羽状集合体,其成岩收缩孔(缝)发育。滑石收缩孔(缝)宽介于10~1 000 nm,连通性好,主要发育于粘土矿物含量较高的茅一^a亚段和茅一^c亚

段中(图4b,c)。

3.1.3 有机质孔

有机质孔主要发育在有机质含量较高的生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩中,纵向上多发育于茅一^a亚段和茅一^c亚段中。与页岩的有机质孔相似,孔隙大小介于1~500 nm,形状不规则,连通性差(图4d,e)。

3.1.4 裂缝

茅一段岩石中脆性矿物含量高,容易受构造作用形成裂缝。裂缝长度一般介于1 000~5 000 nm,宽度介于100~200 nm。茅一段主要发育低角度裂缝,也有少量高角度裂缝,多被泥质和方解石半充填-全充填,(图4f,g)。

3.1.5 溶孔(缝)

溶孔(缝)是方解石(白云石)在沉积过程中及成岩后由于溶蚀作用所形成的孔(缝)。研究区溶孔(缝)多

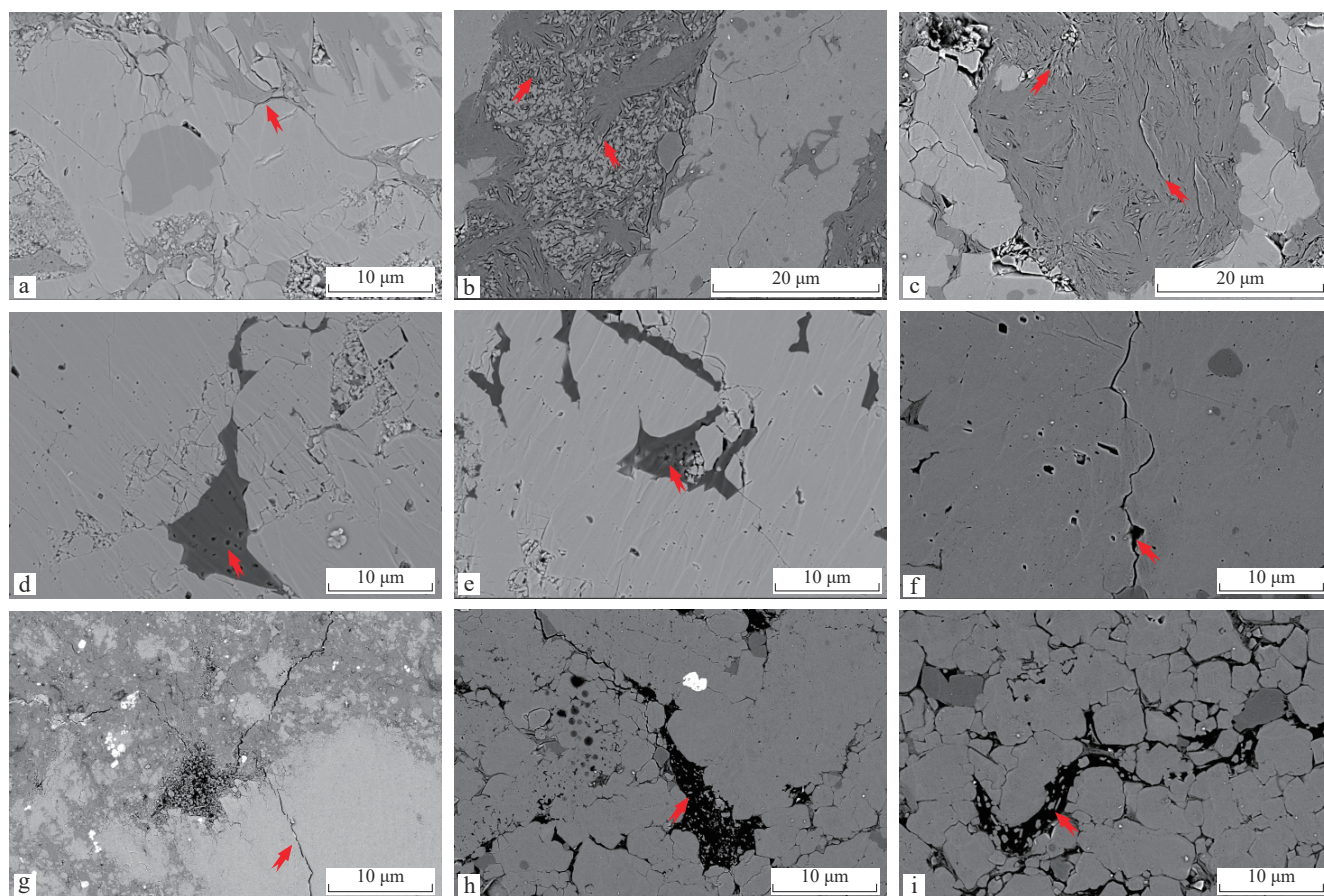


图4 川东地区茅一段主要储集空间类型扫描电镜照片

Fig. 4 SEM images showing main reservoir space types in the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. S6井,埋深4 170.53 m,矿物粒缘孔(缝);b. S6井,埋深4 188.71 m,滑石界面孔(缝);c. HS4井,埋深2 864.73 m,滑石界面孔(缝);d. S6井,埋深4 180.52 m,有机质孔;e. S6井,埋深4 177.91 m,有机质孔;f. Z8井,埋深4 549.8 m,裂缝;g. HS4井,埋深2 678.29 m,裂缝;h. Z8井,埋深4 563.33 m,溶孔;i. Z8井,埋深4 563.33 m,溶缝

沿裂缝发育。溶孔(缝)宽约5 000~10 000 nm,溶孔(缝)连通性好,可作为有效的储集空间(图4h,i),主要发育于茅一^a亚段和茅一^c亚段中。

3.2 储层物性特征

研究区茅一段孔隙度为0.33%~5.73%,平均为1.57%,孔隙度大于2%的样品数占22.2%;渗透率为 0.001×10^{-3} ~ 1.540×10^{-3} μm^2 ,平均为 0.113×10^{-3} μm^2 ,渗透率介于 0.010×10^{-3} ~ 0.100×10^{-3} μm^2 的样品数占30.4%。其中,生屑泥晶灰岩孔隙度为0.62%~5.33%,平均为1.97%,渗透率为 0.001×10^{-3} ~ 1.360×10^{-3} μm^2 ,平均为 0.146×10^{-3} μm^2 ; (含)泥质生屑泥晶灰岩孔隙度为1.16%~5.73%,平均为2.70%,渗透率为 0.003×10^{-3} ~ 1.540×10^{-3} μm^2 ,平均为 0.233×10^{-3} μm^2 ; 泥晶生屑灰岩孔隙度为0.33%~1.18%,平均为0.79%,渗透率为 0.001×10^{-3} ~ 0.210×10^{-3} μm^2 ,平均为 0.060×10^{-3} μm^2 ; 泥晶灰岩孔隙度为0.39%~1.39%,平均为0.69%,渗透率为 0.002×10^{-3} ~ 0.820×10^{-3} μm^2 ,

平均为 0.070×10^{-3} μm^2 (图5a,b)。纵向上,茅一^a亚段孔隙度为0.33%~3.13%,平均为1.23%,渗透率为 0.001×10^{-3} ~ 0.336×10^{-3} μm^2 ,平均为 0.032×10^{-3} μm^2 ; 茅一^b亚段孔隙度为0.33%~0.97%,平均为0.80%,渗透率为 0.001×10^{-3} ~ 0.013×10^{-3} μm^2 ,平均为 0.002×10^{-3} μm^2 ; 茅一^c亚段孔隙度为0.39%~5.73%,平均为1.74%,渗透率为 0.002×10^{-3} ~ 1.547×10^{-3} μm^2 ,平均为 0.154×10^{-3} μm^2 (图5c,d)。研究区茅一段整体表现为低孔、低渗的致密灰岩储层。

3.3 储层孔隙结构特征

3.3.1 孔隙体积与比表面积

氮气吸附实验结果显示,茅一段泥晶灰岩BET比表面积介于0.8127~0.8793 m^2/g ,平均为0.8460 m^2/g ; 孔隙体积介于0.0019~0.0030 cm^3/g ,平均为0.0026 cm^3/g ; 平均孔径介于13.3710~14.5826 nm。泥晶生屑灰岩BET比表面积介于0.4452~0.5158 m^2/g ,

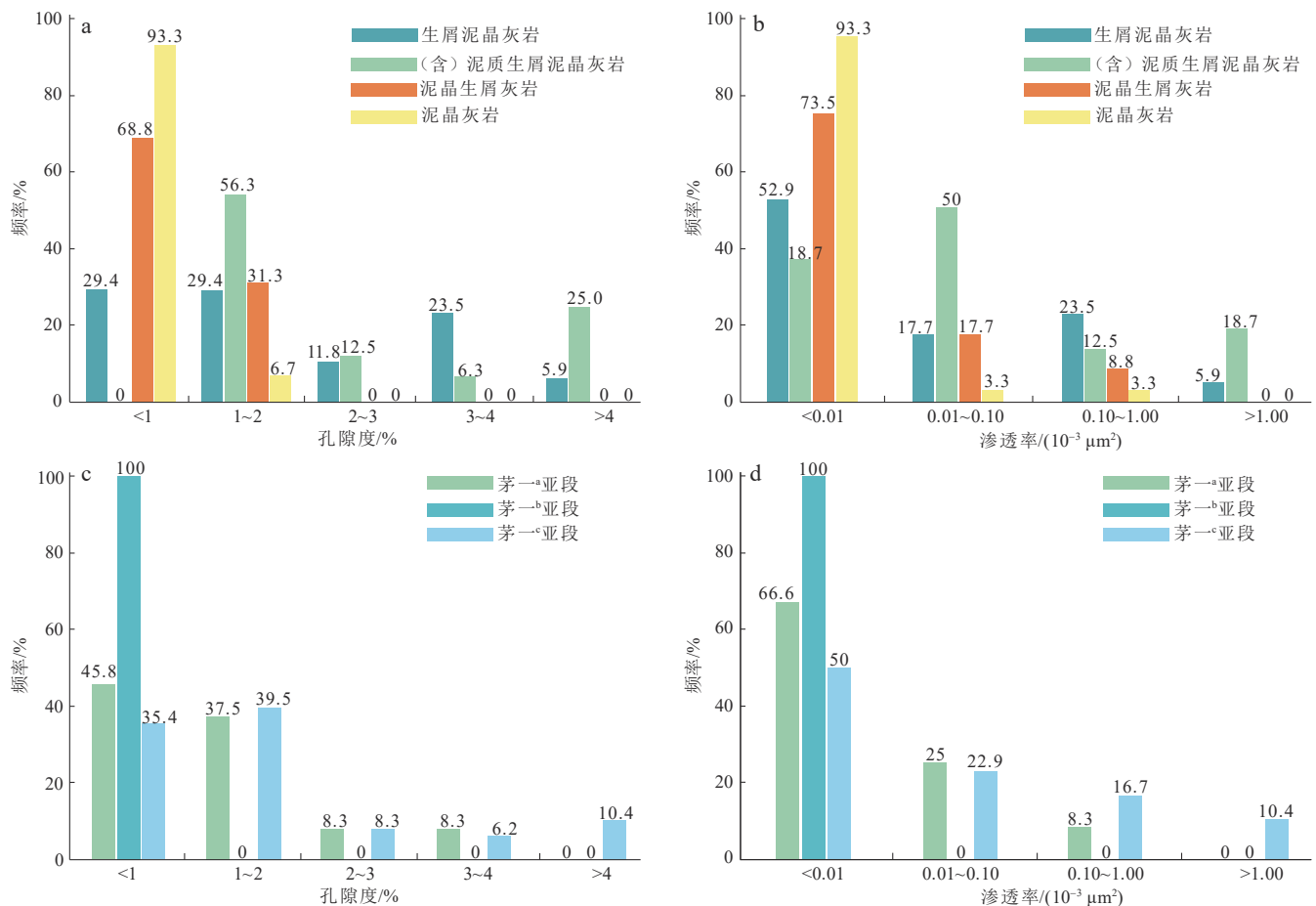


图5 川东地区茅一段孔隙度和渗透率频率分布直方图

Fig. 5 Histograms of porosity and permeability of the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. 不同岩性孔隙度分布;b. 不同岩性渗透率分布;c. 不同层位孔隙度分布;d. 不同层位渗透率分布

平均为 $0.4805 \text{ m}^2/\text{g}$; 孔隙体积介于 $0.0026 \sim 0.0030 \text{ cm}^3/\text{g}$, 平均为 $0.0028 \text{ cm}^3/\text{g}$; 平均孔径介于 $19.8042 \sim 26.8291 \text{ nm}$ 。生屑泥晶灰岩 BET 比表面积介于 $1.3606 \sim 1.4316 \text{ m}^2/\text{g}$, 平均为 $1.3961 \text{ m}^2/\text{g}$; 孔隙体积介于 $0.0099 \sim 0.0102 \text{ cm}^3/\text{g}$, 平均为 $0.0100 \text{ cm}^3/\text{g}$; 平均孔径介于 $27.4645 \sim 29.9843 \text{ nm}$ 。(含)泥质生屑泥晶灰岩 BET 比表面积介于 $1.2433 \sim 1.6867 \text{ m}^2/\text{g}$, 平均为 $1.4650 \text{ m}^2/\text{g}$; 孔隙体积介于 $0.0088 \sim 0.0089 \text{ cm}^3/\text{g}$, 平均为 $0.0088 \text{ cm}^3/\text{g}$; 平均孔径介于 $21.0435 \sim 28.1152 \text{ nm}$ 。总体来看, (含)泥质生屑泥晶灰岩孔隙体积、微孔比表面积及孔隙孔径均相对较大, 可以提供丰富的吸附点位, 储集性能好; 生屑泥晶灰岩次之, 储集性能较好; 泥晶生屑灰岩和泥晶灰岩相对较小, 孔隙发育程度低, 孔隙间连通性差, 储集性能差。

3.3.2 孔径分布

茅一段孔隙形态不规则, 呈狭缝状-似圆状。为了表征不同形状孔隙的类型, 以当量圆直径将茅一段孔隙分为3类: 孔径小于 100 nm 为小孔, 小孔又可进一步细分为微孔 ($<2 \text{ nm}$)、介孔 ($2 \sim 50 \text{ nm}$) 和宏孔 ($50 \sim 100 \text{ nm}$); 孔径介于 $100 \sim 1000 \text{ nm}$ 为中孔; 孔径大于 1000 nm 为大孔^[26-28]。纳米 CT 扫描结果显示: 体积为 1 cm^3 的生屑泥晶灰岩样品, 其孔隙数量为 13 670 个, 孔径为 $80 \sim 11291 \text{ nm}$, 其中小孔数量为 1 976 个, 中孔数量为 11 625 个, 大孔数量为 69 个; 体积为 1 cm^3 的泥晶生屑灰岩样品, 其孔隙数量为 77 367 个, 孔径为 $80 \sim 9384 \text{ nm}$, 其中小孔数量 8 051 个, 中孔数量为 69 226 个, 大孔数量为 90 个(图6)。随着孔径的增加, 孔隙数

量具有先增后降的趋势。尽管孔径 200 nm 以下的孔隙数量较多, 但其体积占比较小 ($1\% \sim 6\%$), 孔径在 $1 \mu\text{m}$ 以上的孔隙虽然数量较少, 但其体积占比很大(生屑泥晶灰岩为 90% , 泥晶生屑灰岩为 50%)。

茅一段样品氮气吸附脱附曲线整体均呈反 S 型, 吸附量随相对压力 (p/p_0) (其中 p 为吸附平衡时气相的压力, MPa; p_0 为气体在吸附温度时的饱和蒸气压, MPa) 升高而增多, 主要包含 3 个阶段: 低压阶段 ($0 < p/p_0 \leq 0.4$), 等温吸附曲线缓慢上升; 相对压力升高阶段 ($0.4 < p/p_0 \leq 0.8$), 等温吸附曲线上升速率提高, 出现回滞环; 高压阶段 ($p/p_0 > 0.8$), 等温吸附曲线急剧上升, 相对压力接近 1 时也未出现饱和现象, 表明样品中含有一定的中孔和大孔(图7)。茅一段吸附脱附曲线在形貌上均与 IUPAC (国际纯粹与应用化学联合会) 提出的 IV 型等温吸附线相似^[29], 反映孔隙发育集中在 $2 \sim 50 \text{ nm}$ 孔径区间内。泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩回滞环类型与 IUPAC 提出的四分回滞环类型^[29] 中的 H_3 型接近, 兼有 H_4 型特征, 表明泥晶灰岩与泥晶生屑灰岩纳米级孔隙主要为一些狭缝状孔与楔状半封闭孔, 该类型孔隙对应前文所提的脆性矿物间孔隙(粒缘孔); 生屑泥晶灰岩、(含)泥质生屑泥晶灰岩与 H_2 型接近, 兼有 H_1 与 H_3 型特征, 表明孔隙形态以四周开放的片状孔隙与两端开放的管状孔为主, 该类型孔隙对应前文所提的滑石收缩孔以及有机质生烃形成的类管状孔。

由于茅一段岩石孔隙形态复杂多样, 为了准确表征茅一段孔径分布, 本文采用 BJH 模型与 NLDFT 模型进行对比分析。从 BJH 模型得出的 dV'/dD' 孔径分布

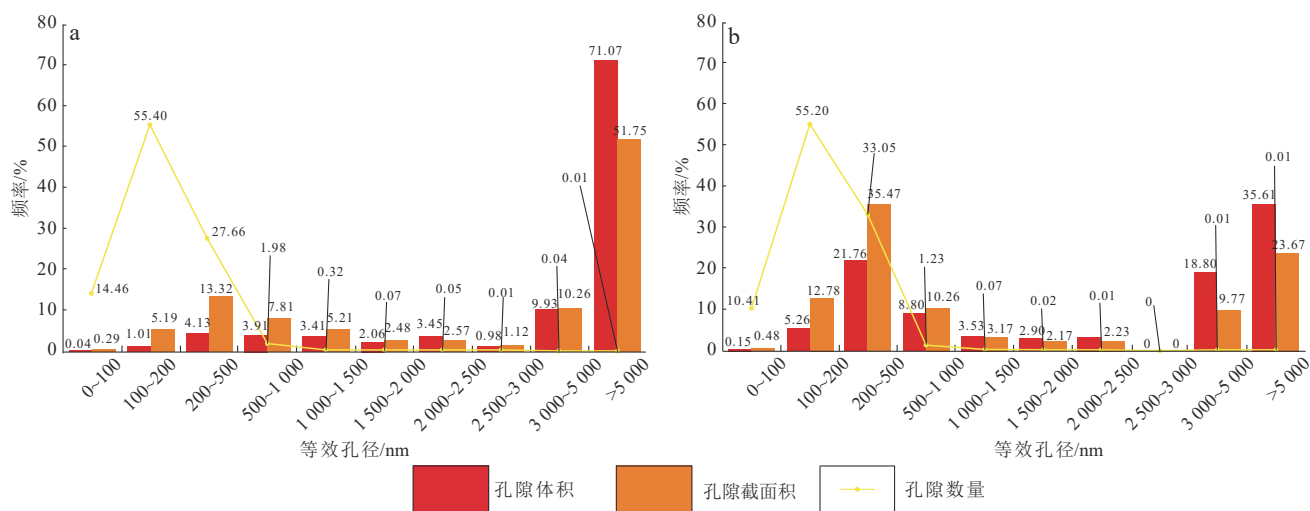


图6 川东地区茅一段孔隙频率分布直方图

Fig. 6 Histogram of pore distribution of the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. 生屑泥晶灰岩; b. 泥晶生屑灰岩

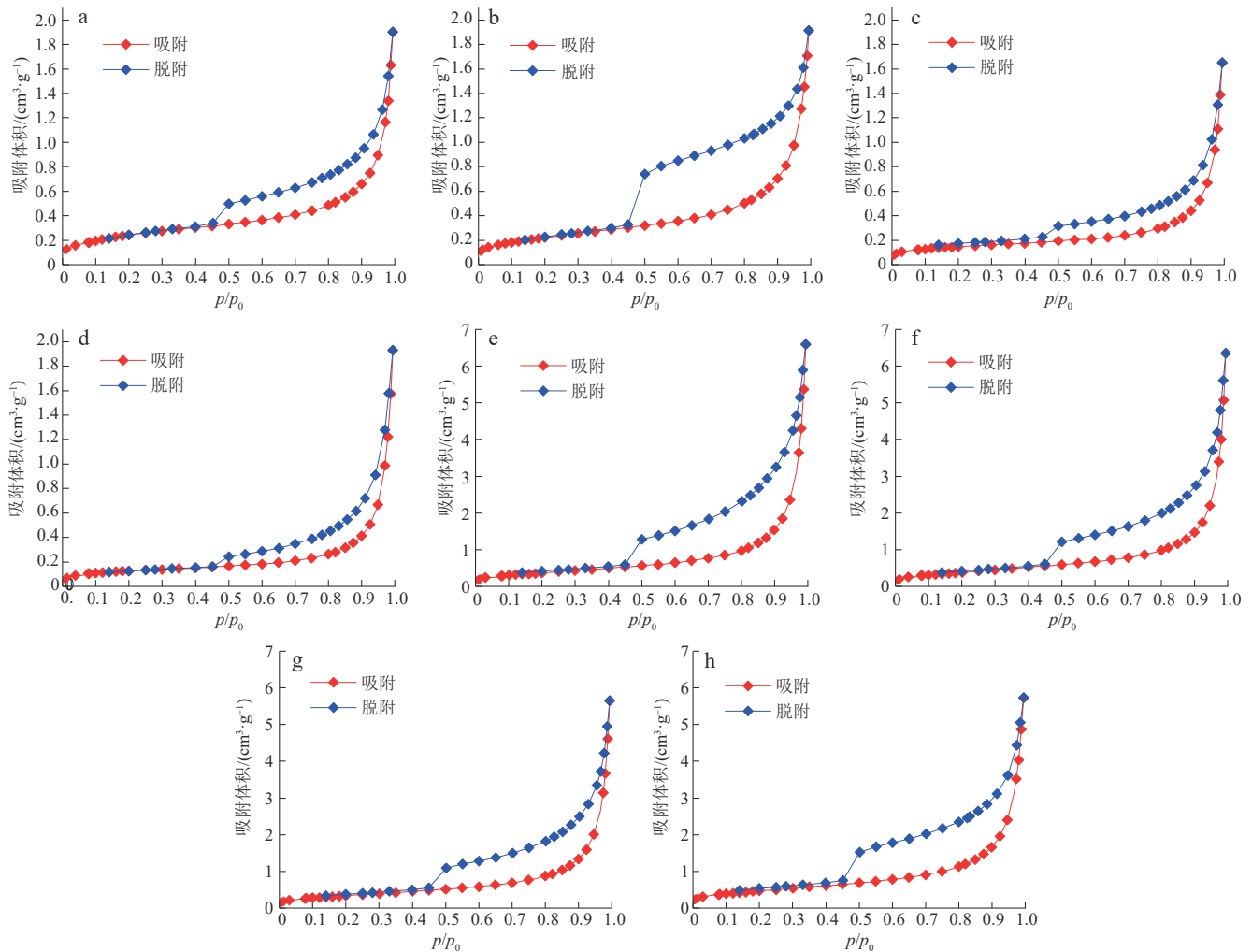


图7 川东地区茅一段等温氮气吸附-脱附曲线

Fig. 7 Isothermal nitrogen adsorption/desorption curves of the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. HS4井,埋深2 868.63 m,泥晶灰岩;b. HS4井,埋深2 869.55 m,泥晶灰岩;c. S6井,埋深4 162.70 m,泥晶生屑灰岩;d. Z8井,埋深4 549.27 m,泥晶生屑灰岩;e. HS4井,埋深2 677.17 m,生屑泥晶灰岩;f. HS4井,埋深2 678.52 m,生屑泥晶灰岩;g. HS4井,埋深2 679.19 m,(含)泥质生屑泥晶灰岩;h. HS4井,埋深2 679.79 m,(含)泥质生屑泥晶灰岩

图(V' 为孔隙体积, cm^3 ; D' 为BJH模型孔径, nm)来看,泥晶灰岩和泥晶生屑灰岩孔径分布呈宽缓单峰型(图8a),微孔和介孔发育数量少。这两类岩石有机质含量($\text{TOC} < 0.5\%$)与滑石含量($< 1.0\%$)低,低有机质丰度无法提供大量的有机质生烃所产生的微孔,而低滑石含量无法提供大量的成岩转化所产生的部分介孔。生屑泥晶灰岩、(含)泥质生屑泥晶灰岩孔径呈一个主峰和一个次峰的双峰形态,微孔占绝对优势,且含有9.0~10.0 nm的介孔峰(图8b)。这两类岩石具有高 $\text{TOC} (> 0.8\%)$ 与高滑石含量($> 5.0\%$),说明有机质与滑石对微孔和介孔贡献较大,这两类岩石以有机质生烃演化形成的微孔与滑石成岩转化形成的介孔为主。从NLDT模型得出的 dV'/dW 孔径分布图(W 为NLDT孔径, nm)来看,泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩孔径分布呈双

峰型,分别位于1.0~1.6 nm和2.0~3.0 nm,且峰值低(图8c),表明这两类岩石微孔、介孔发育数量少,仅发育少量粒缘孔。生屑泥晶灰岩、(含)泥质生屑泥晶灰岩孔径分布呈三峰型,分别为1.0~1.6,2.0~2.4和3.0~6.0 nm,且峰值相对较高(图8d),表明有机质与滑石给两类岩石提供了大量的微孔及2.0~6.0 nm的介孔。

3.3.3 孔隙分形特征

分形维数是孔隙结构分形特征的重要表征参数^[30],本文采用最常用的FHH模型计算分形维数,计算方法见公式(1)^[28]。

$$\ln V = K \ln [\ln (p_0/p)] + C \quad (1)$$

式中: V 是平衡压力为 p 时所吸附气体体积, cm^3/g ; K 为

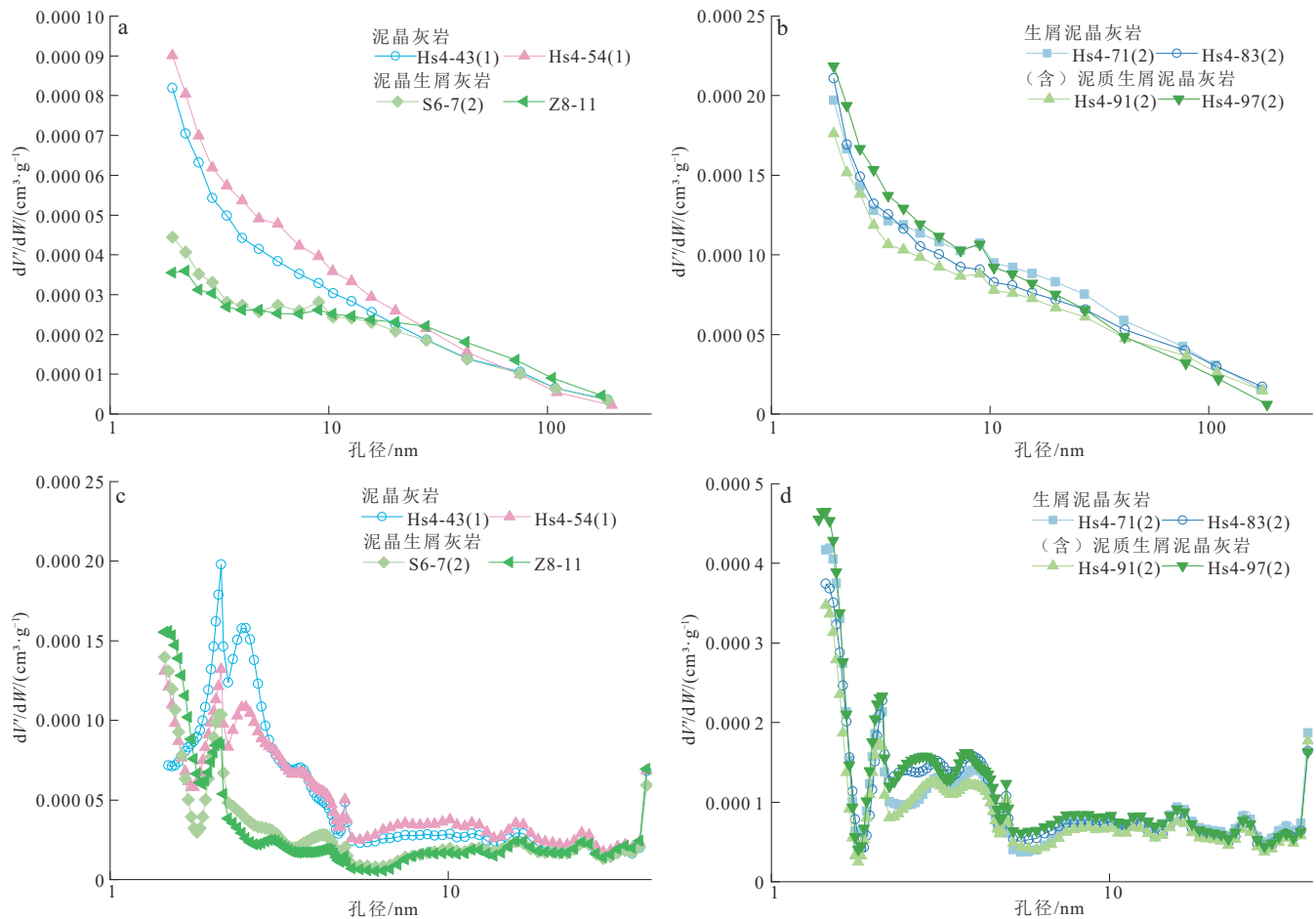


图8 川东地区茅一段BJH模型与NLDFT模型孔径分布曲线

Fig. 8 Pore size distribution curves based on BJH and NLDFT models in the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. 泥晶灰岩与泥晶生屑灰岩BJH模型; b. 生屑泥晶灰岩与(含)泥质生屑泥晶灰岩BJH模型; c. 泥晶灰岩与泥晶生屑灰岩NLDFT模型; d. 生屑泥晶灰岩与(含)泥质生屑泥晶灰岩NLDFT模型

分形参数,无量纲; C 为常数,无量纲。

分形维数 D (无量纲)与分形参数 K 关系见公式(2)^[31]。

$$K = D - 3 \quad (2)$$

因此,通过最小二乘法拟合得到相关关系曲线,获得斜率 K ,利用公式(2)求取分形维数 D (图9)。

根据 p/p_0 比值范围,将茅一段孔隙分形维数分为两部分:高压区($p/p_0 \geq 0.5$),以渗流孔为主,对应分形维数 D_1 (无量纲);低压区($p/p_0 < 0.5$),以吸附孔为主,对应分形维数 D_2 (无量纲)。泥晶灰岩 D_1 介于2.591 79~2.600 82, D_2 介于2.460 17~2.465 44(图9a,b);泥晶生屑灰岩 D_1 介于2.414 23~2.494 04, D_2 介于2.546 91~2.567 93(图9c,d);生屑泥晶灰岩 D_1 介于2.422 67~2.450 29, D_2 介于2.405 01~2.410 57(图9e,f);(含)泥质生屑泥晶灰岩 D_1 介于2.444 94~2.525 86, D_2 介于2.418 03~2.459 76(图9g,h)。泥晶灰岩、生屑泥晶灰岩、(含)泥质生屑泥晶灰岩渗流孔分形维数(D_1)

大于吸附孔分形维数(D_2),说明渗流孔分形特征更显著,其空间复杂程度更高,微观非均质性更强,泥晶生屑灰岩正好相反。整体来看,生屑泥晶灰岩与(含)泥质生屑泥晶灰岩的 D_1 和 D_2 相对较小,说明其孔隙结构复杂程度相对较低,孔隙间连通性更好。

3.3.4 孔隙连通性

孔隙连通域是评价微观储集空间连通性的一种有效手段。根据孔隙之间的连通程度,可以将孔隙连通域划分为Ⅰ级连通域(相邻两个孔隙组成)、Ⅱ级连通域(两个以上孔隙汇聚形成)、Ⅲ级连通域(大量孔隙汇聚呈网状)^[32-35]。生屑泥晶灰岩以Ⅲ级连通域为主,其次为Ⅱ级连通域,发育少量Ⅰ级连通域,可动流体饱和度为30%~50%,孔隙连通性好(图10a,b);泥晶生屑灰岩以Ⅱ级连通域为主,其次为Ⅰ级连通域,发育少量Ⅲ级连通域,可动流体饱和度小于40%,孔隙连通性一般(图10c,d);(含)泥质生屑泥晶灰岩孔隙分形

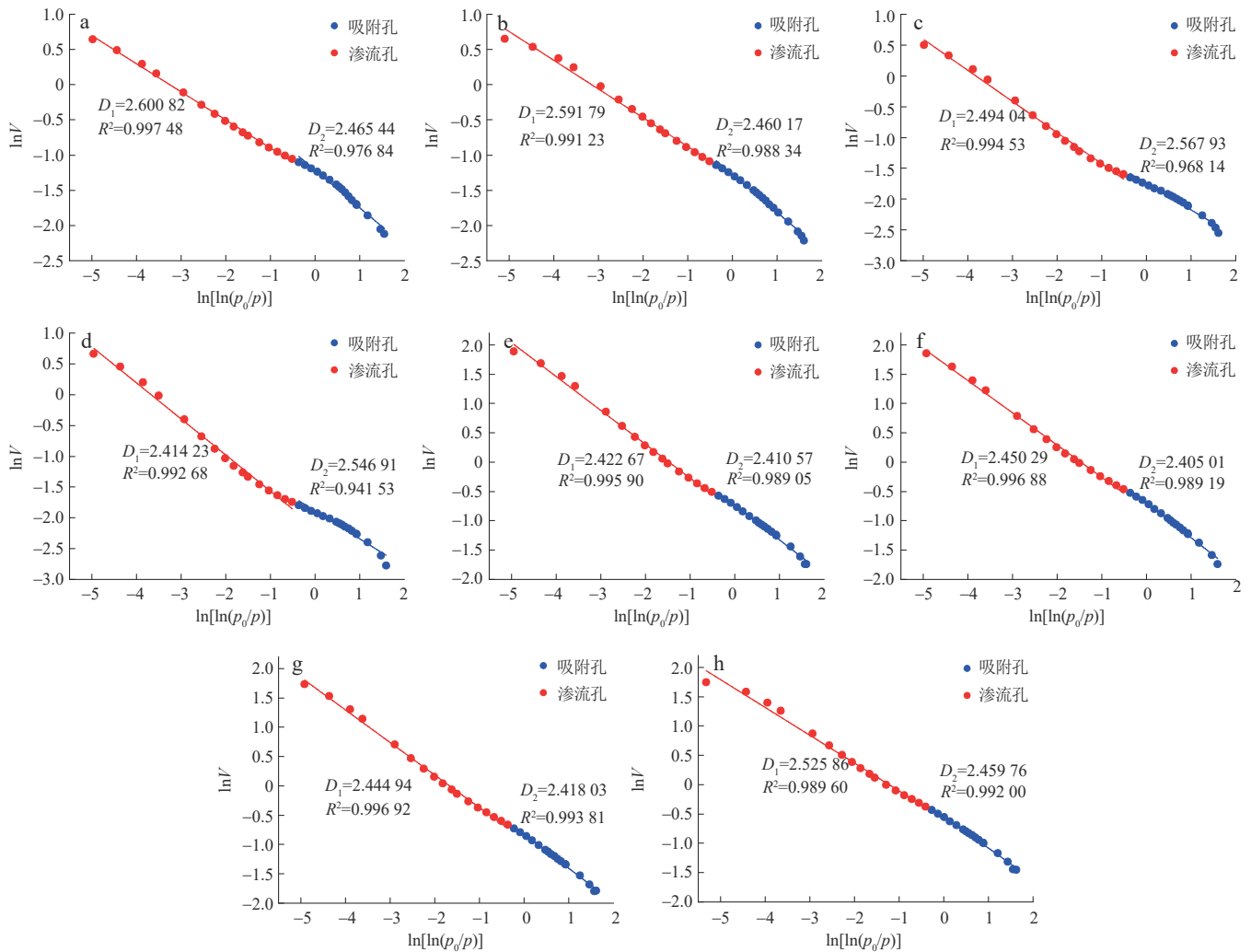


图9 川东地区茅一段氮气吸附FHH模型分形特征

Fig. 9 Nitrogen adsorption fractal characteristics of FHH model in the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. HS4井,埋深2868.63 m,泥晶灰岩;b. HS4井,埋深2869.55 m,泥晶灰岩;c. S6井,埋深4162.70 m,泥晶生屑灰岩;d. Z8井,埋深4549.27 m,泥晶生屑灰岩;e. HS4井,埋深2677.17 m,生屑泥晶灰岩;f. HS4井,埋深2678.52 m,生屑泥晶灰岩;g. HS4井,埋深2679.19 m,(含)泥质生屑泥晶灰岩;h. HS4井,埋深2679.79 m,(含)泥质生屑泥晶灰岩

特征简单(图9g,h),可动流体饱和度为40%~60%,孔隙连通性好;泥晶灰岩孔隙分形特征复杂(图9a,b),可动流体饱和度小于20%,孔隙连通性差。纵向上,茅一^a亚段中主要发育Ⅲ级连通域,可动流体饱和度高,孔隙连通性好;茅一^b亚段中主要发育Ⅰ级连通域,孔隙连通性差;茅一^c亚段中主要发育Ⅱ-Ⅲ级连通域,可动流体饱和度高,孔隙连通性好。

3.4 储层展布特征

川东地区茅一段沉积厚度稳定、连续性好、测井曲线特征明显。纵向上,茅一段储层多发育于茅一^a亚段和茅一^c亚段中,茅一^b亚段中储层不发育,储层岩性主要为生屑泥晶灰岩与(含)泥质生屑泥晶灰岩。储层段

表现出较高TOC、高GR值、高AC值、低电阻率的特征,并且储层发育部位粘土矿物与白云石含量往往增加(图1c,图2);平面上,储层主要发育于外缓坡生屑泥晶灰岩微相和(含)泥质生屑泥晶灰岩微相,在研究区西南部储层厚度较大,为25~40 m,东北部储层厚度较小,为10~15 m,具有向东北方向逐渐减薄的趋势。

4 储层主控因素

研究区茅一段泥质灰岩储层是多种因素综合作用的产物^[36-38]。综合研究发现,岩相、粘土矿物转化、有机质丰度、白云石化作用和溶蚀作用对其优质储层的形成和分布具有重要控制作用。

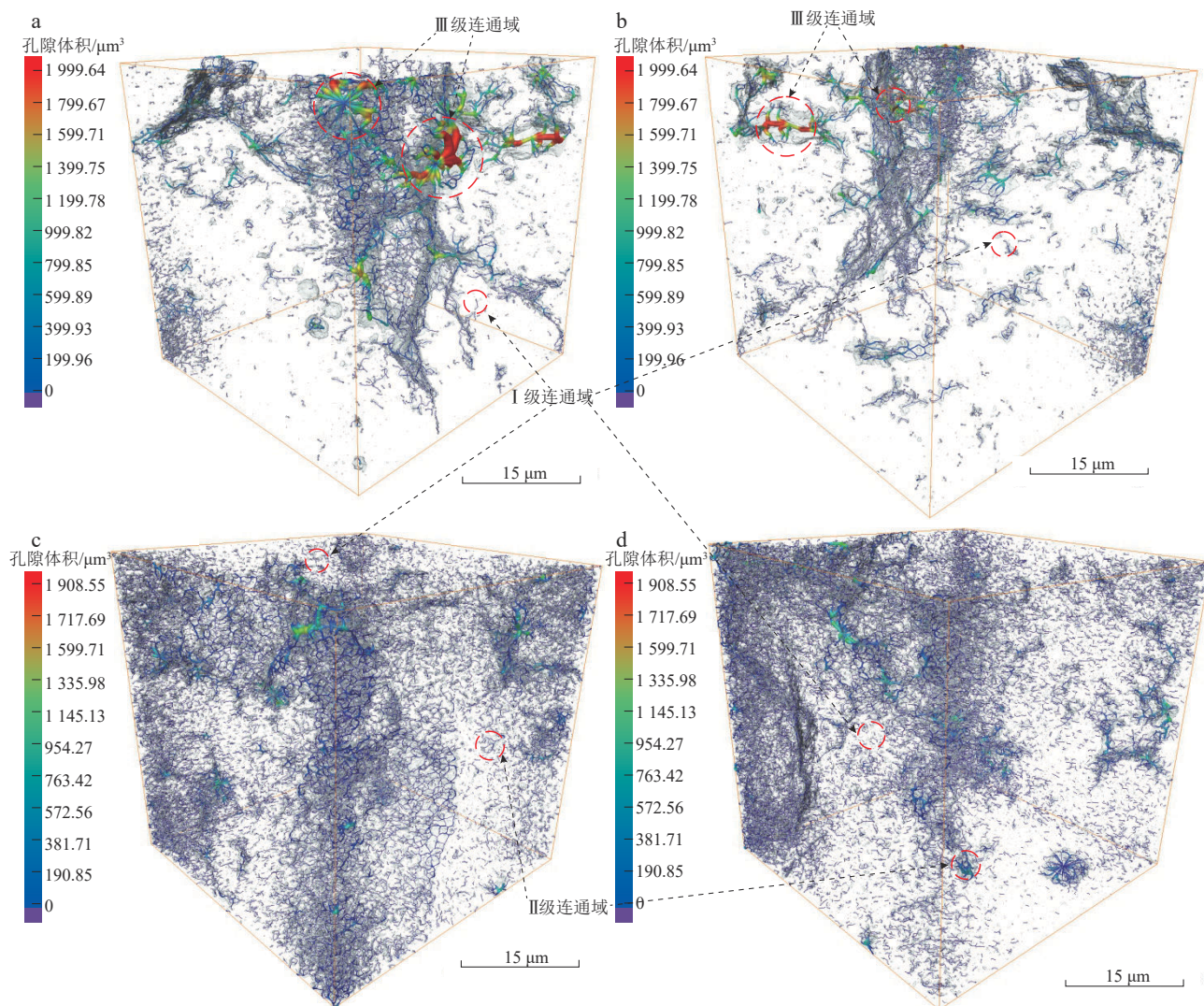


图10 川东地区茅一段基于CT扫描的孔隙三维分布

Fig. 10 Three dimensional distribution of pores based on CT scanning in the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a, b. 生屑泥晶灰岩; c, d. 泥晶生屑灰岩

4.1 岩相是优质储层发育的基础

研究区茅一段优质储层纵向上主要发育在茅一^a亚段和茅一^c亚段,外缓坡生屑泥晶灰岩微相和(含)泥质生屑泥晶灰岩微相为有利储集岩相。综合来看,泥晶灰岩微相生物碎屑颗粒沉积较少,原生孔隙不发育;生屑泥晶灰岩微相或(含)泥质生屑泥晶灰岩微相以生物碎屑颗粒沉积为主,生物碎屑之间为灰泥支撑,原生孔隙较发育;泥晶生屑灰岩微相生物碎屑发育,但生物碎屑之间以颗粒支撑为主,原生孔隙不发育。生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩原始孔、渗较好;当粘土矿物含量为5%~20%时,孔、渗性能最好,此时孔隙度为1.98%~5.73%(平均为3.65%),渗透率为 $0.016 \times 10^{-3} \sim 1.547 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.375 \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。一方面,茅一段粘土矿物以滑石为主,而滑石又是由海泡石转化而来。海泡石具有极强的吸附性,可以大量吸附有机质,这也是茅一段粘土矿物含量与TOC呈正相关性的原因(图11),前文已述茅一段有机质中发育大量有机质孔隙(图4d);另一方面有机质会抑制方解石沉淀,TOC低时(<0.5%),方解石晶粒较大(10~40 μm),原生孔隙不发育(图2f);TOC较高时(0.5%~1.2%),方解石晶粒较小(1~10 μm),原生孔隙发育(图2k,1)。这两方面都会保护原生孔隙,使生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩中原生孔隙发育。同时,在深埋藏期差异压实作用下,生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩由于原始孔渗发育更易产生压溶缝,进一步改善其储集性能,使其成为优质储层。平面上,外缓坡生屑泥晶灰岩微相和(含)泥质生

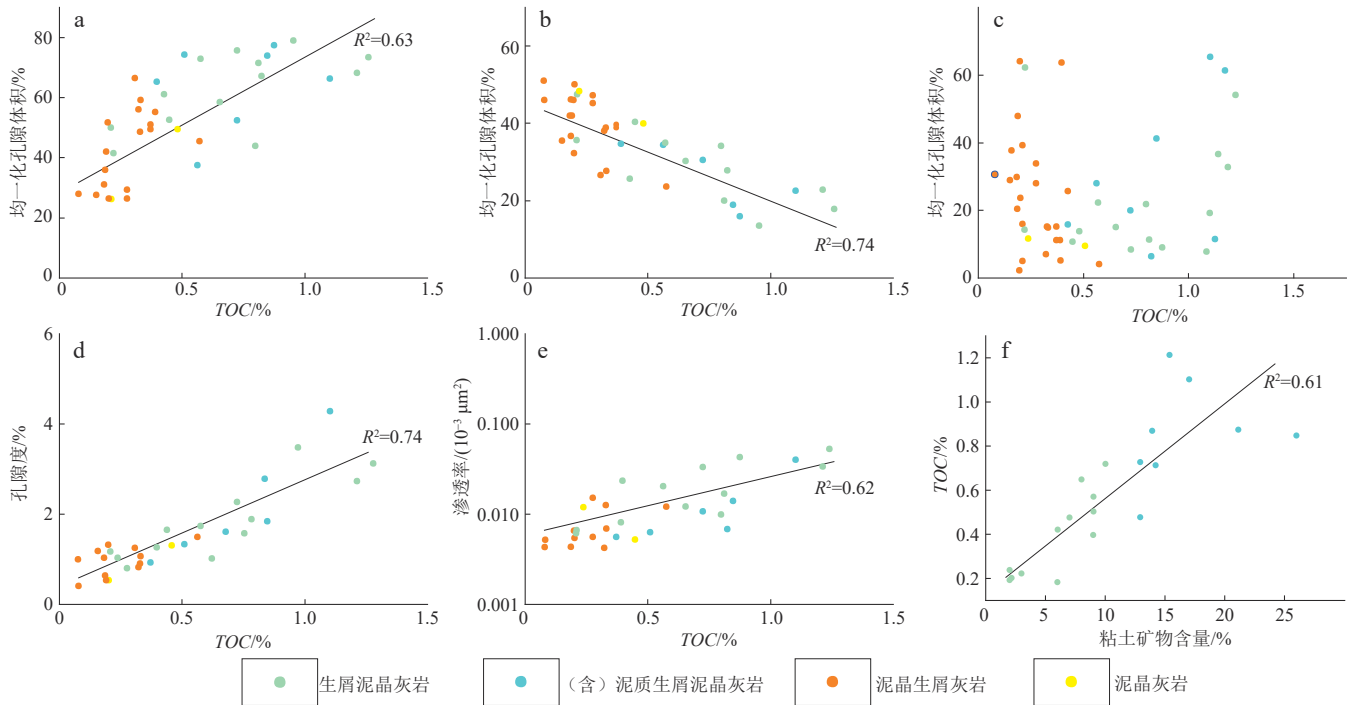


图11 川东地区茅一段TOC与物性相关性分析

Fig. 11 Correlation between TOC content and physical properties of the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. TOC vs. 小孔隙体积; b. TOC vs. 中孔隙体积; c. TOC vs. 大孔隙体积; d. TOC vs. 孔隙度; e. TOC vs. 渗透率; f. TOC vs. 粘土矿物含量

屑泥晶灰岩微相分布稳定,厚度多集中在20~40 m。

4.2 有机质孔是有效储集空间

通过扫描电镜分析,发现茅一段有机质中存在大量纳米孔隙,孔径大多分布在25~50 nm(图4d,e),氮气吸附实验结果表明有机质生烃演化产生了大量有机质微孔。由图11可见TOC与小孔体积呈中度正相关,与中孔体积呈中度负相关,与大孔体积无明显相关性,与孔隙度、渗透率呈中度正相关。生屑泥晶灰岩TOC较高,孔隙度为0.62%~5.33%(平均为1.97%),渗透率为 $0.001 \times 10^{-3} \sim 1.360 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均为 $0.146 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),孔、渗性能好;(含)泥质生屑泥晶灰岩TOC含量最高,孔隙度为1.16%~5.73%(平均为2.70%),渗透率为 $0.003 \times 10^{-3} \sim 1.540 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均为 $0.233 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),孔、渗性能最佳。因此,TOC越高,岩石的孔隙度、孔隙体积、渗透率均越大,有机质生烃演化产生的大量微孔(粒径<2.0 nm)、宏孔(粒径50.0~100.0 nm)和少量介孔(粒径2.0~2.4 nm)为茅一段泥质灰岩储层提供了部分储集空间。

4.3 成岩作用

4.3.1 粘土矿物转化是优质储层形成的关键

根据X射线衍射结果,生屑泥晶灰岩和(含)泥质生

屑泥晶灰岩段为滑石发育段(图4),可见滑石与孔隙度、渗透率呈中度正相关性(图12a,d)。一方面,在中-深埋藏期,海泡石 $[\text{Mg}_8\text{Si}_{12}\text{O}_{30}(\text{OH})_4 \cdot 4\text{H}_2\text{O}]$ 会向滑石 $[\text{Mg}_3\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2]$ 转化^[38-39],海泡石是三八面体链状粘土矿物,而滑石是层状粘土矿物,由链状矿物向层状矿物的转化过程中,形成了大量的成岩收缩缝,这些成岩收缩缝可以作为茅一段这套致密地层的有效储集空间,并且滑石的晶体小于原始的海泡石晶体,随着转化程度的增加,晶间孔会更加发育。扫描电镜观察发现,这些成岩收缩缝孔径大多在100~200 nm,少部分介于50~100 nm,氮气吸附实验表明粘土矿物转化还贡献了大量3~6 nm的介孔。由于海泡石具有强吸附性,其吸附的大量有机质会在海泡石成岩转化的同时产生大量的有机质孔(图4d,e);另一方面,海泡石在成岩转化过程中会发生溶解 $[\text{Mg}_8\text{Si}_6\text{O}_{15}(\text{OH})_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O} + 8\text{H}^+ \rightarrow 4\text{Mg}^{2+} + 6\text{SiO}_2 + 11\text{H}_2\text{O}]$ ^[40-41],释放出富镁离子的成岩水流体,这些成岩水体会与层内灰岩接触,引发白云石化,形成灰质白云岩或白云质灰岩,改善岩石储集性能。

4.3.2 白云石化作用改善储集性能

目前对中二叠统茅口组白云岩成因的研究,认为其白云石化流体多为海源流体,其成因机制为埋藏环境下与峨眉地裂运动相关的异常地温驱动下热对流白云石化作用^[42]。海泡石成岩转化释放的富 Mg^{2+} 流体可

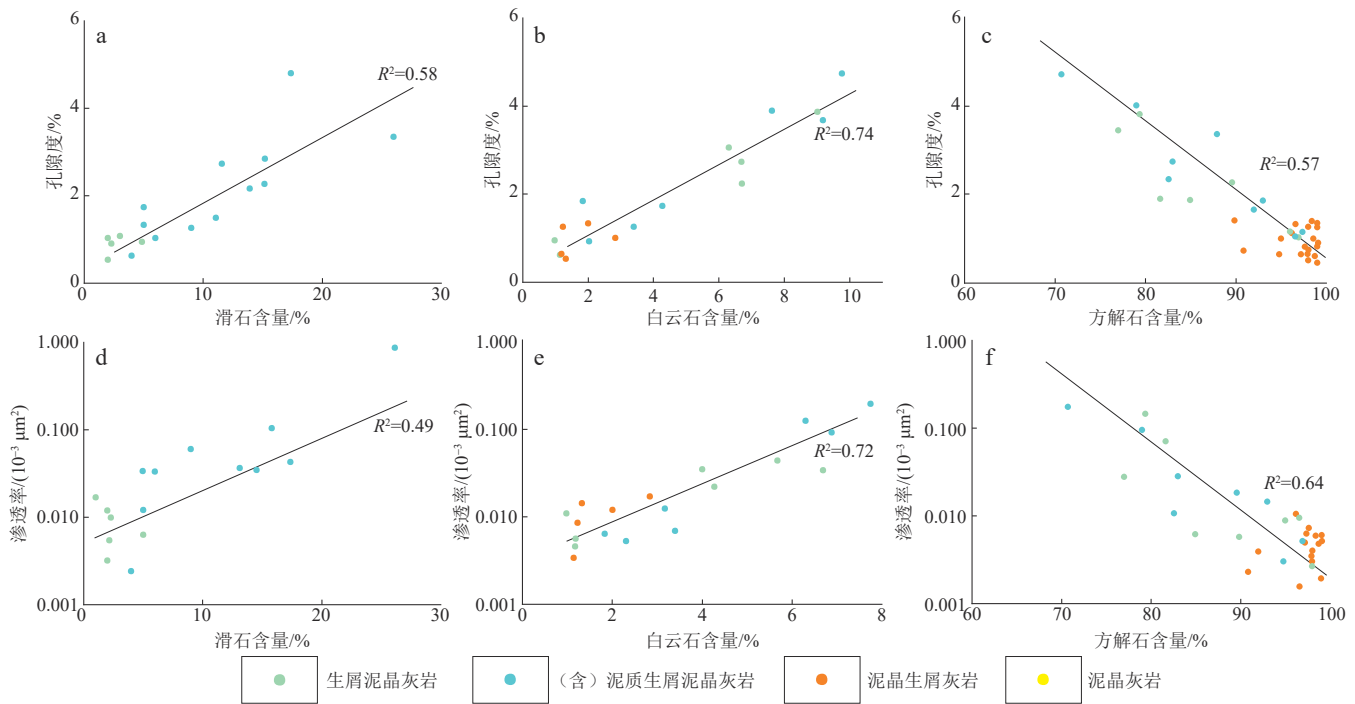


图12 川东地区茅一段滑石、白云石、方解石含量与物性相关性分析

Fig. 12 Correlation between talc, dolomite and calcite contents and physical properties of the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. 滑石含量 vs. 孔隙度; b. 白云石含量 vs. 孔隙度; c. 方解石含量 vs. 孔隙度; d. 滑石含量 vs. 渗透率; e. 白云石含量 vs. 渗透率; f. 方解石含量 vs. 渗透率

以作为一种白云石化流体,使灰岩白云石化形成灰质白云岩或白云质灰岩。可见白云石含量与孔隙度、渗透率呈现中度正相关性(图12b,e),方解石含量与孔隙度、渗透率呈现中度负相关性(图12c,f),说明白云石化作用对茅一段储层具有改善作用。一方面,白云石相对于方解石具有较小的摩尔体积,白云石化交代过程中,白云石的沉淀体积小于方解石的溶解体积^[43],岩石孔隙度增加;另一方面,形成的白云石晶间孔可以为后期流体活动提供高孔渗通道,后期酸性流体进入地层时会对储层进行溶蚀改造,进一步加大岩石孔隙度。其中,受白云石化作用影响较大的生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩,白云石含量为0.98%~10%(平均为4.22%),白云石孔隙发育,以中-大孔隙为主,且孔隙间以大吼道连通,孔隙连通性好(图10),改善了茅一段储层物性。

4.3.3 溶蚀作用改善储集性能、提供流体通道

茅一段不同岩性的原始组构存在差异。生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩由于文石和高镁方解石的溶解而变得疏松多孔,泥晶灰岩和泥晶生屑灰岩由于CaCO₃再沉淀而更加致密^[7]。这些溶蚀孔隙可以作为流体通道(图4f),有利于白云石化作用改造储层物

性,并且后期油气进入地层时会对储层进行溶蚀改造,产生有机酸溶蚀孔(图4h,i)。

5 储层形成模式

本文基于川东地区茅一段灰岩宏、微观特征,结合茅一段储层发育的主控因素,并综合茅一段沉积期的构造-沉积地质背景,提出川东地区茅一段泥质灰岩储层发育模式:茅一段沉积期为二叠纪最大海侵期,周围并无古陆,此时为文石海沉积期,加之火山运动频发,海水中富含大量镁离子和溶解态SiO₂,满足海泡石沉淀条件。海泡石随方解石一起沉淀,形成了茅一段这套具“眼皮眼球”状构造的独特泥质灰岩[生屑泥晶灰岩、(含)泥质生屑泥晶灰岩]-灰岩(泥晶生屑灰岩、泥晶灰岩)韵律层。由于灰岩层、泥质灰岩层原始组构存在差异,生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩中文石和高镁方解石溶解形成了部分溶蚀孔隙。该时期茅一段孔隙主要为一些方解石粒缘孔和基质溶孔;中-深埋藏期,由于埋藏深度增加,温度压力加大,海泡石逐渐向滑石转化,并且在此过程中海泡石会发生溶解,释放大量富镁离子成岩水流体。该过程中会形成大量的粘土微孔(滑石收缩孔),其吸附的有机质也会同时形成大量有

机质孔。生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩孔、渗性能好,受富镁成岩水流体交代,部分发生白云石化,形成晶间孔。该时期为茅一段储层发育的重要时期,形成的有机质孔和粘土微孔为茅一段主要储集空间;深

埋藏期,酸性流体进一步改造储层,形成有机酸溶孔,加之差异压实作用,生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩由于孔、渗性能好而更易产生压溶缝,进一步改善其储集性能,使其最终发育为优质储层(图13)。

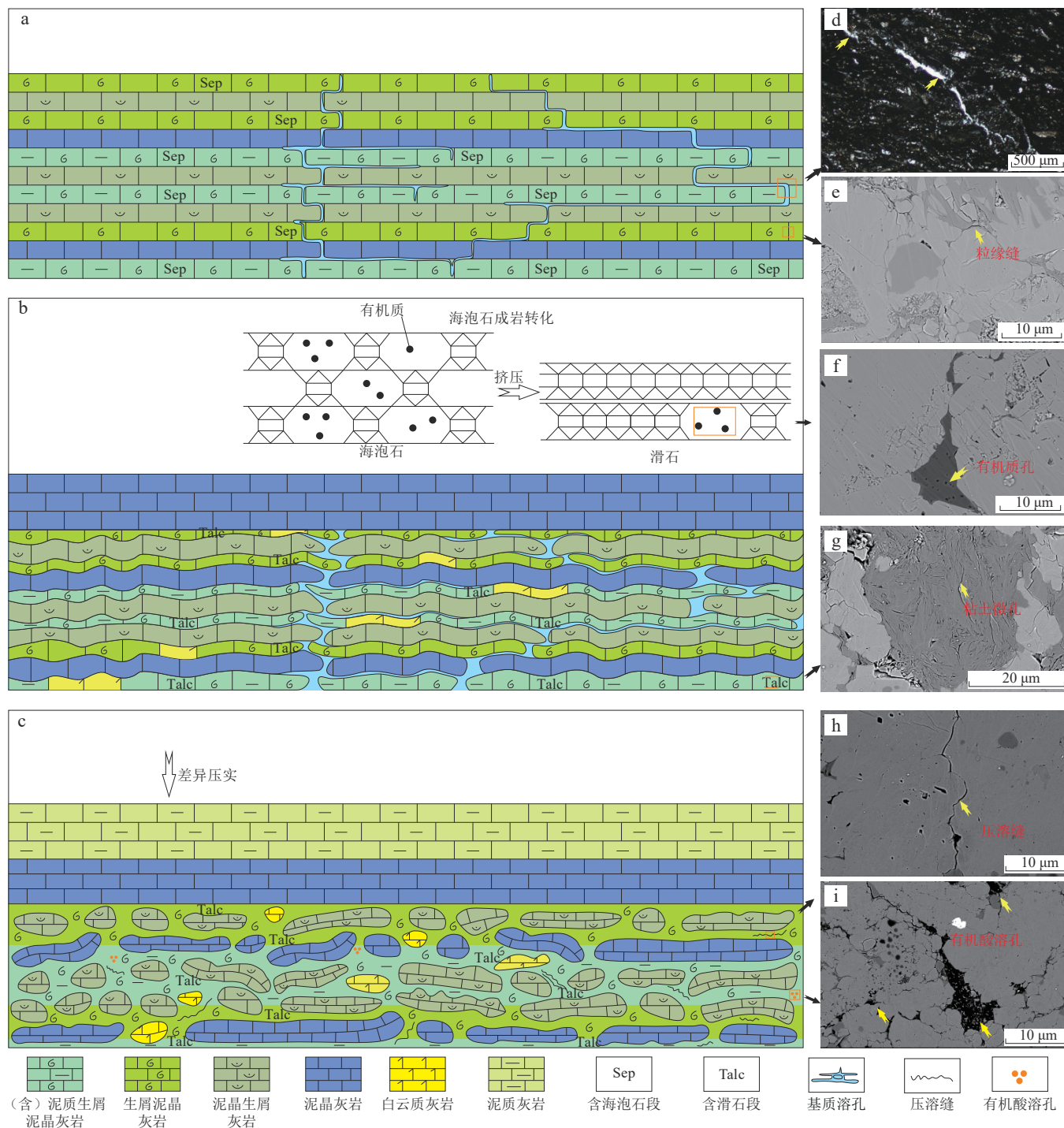


图13 川东地区茅一段储层发育模式

Fig. 13 Reservoir development model of the Mao-1 Member in the eastern Sichuan Basin

a. 沉积期;b. 中-深埋藏期;c. 深埋藏期;d. HS4井,埋深2 678.29 m,生屑泥晶灰岩,溶缝;e. S6井,埋深4 170.53 m,矿物粒缘孔(缝);f. S6井,埋深4 180.52 m,有机质孔;g. HS4井,埋深2 864.73 m,滑石界面孔(缝);h. Z8井,埋深4 549.8 m,裂缝;i. Z8井,埋深4 563.33 m,溶孔(d为单偏光显微照片;e—i为SEM照片。)

6 结论

1) 川东地区茅一段岩石类型主要为泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩、生屑泥晶灰岩、(含)泥质生屑泥晶灰岩,主要发育粒缘孔(缝)、有机质孔、溶孔(缝)、裂缝、滑石收缩孔(缝)等5类储集空间。

2) 川东地区茅一段为一套低孔、低渗型致密灰岩储层,其中泥晶灰岩和泥晶生屑灰岩 TOC 均值分别为 0.28 % 和 0.33 %,孔隙度均值分别为 0.69 % 和 0.79 %,氮气吸附回滞环类型均为 H₃ 型,仅发育少量粒缘孔(粒径 1~3 nm),孔隙分形特征复杂,主要发育 II 级连通域,孔隙连通性差;生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩 TOC 均值分别为 0.77 % 和 0.72 %,孔隙度均值分别为 1.97 % 和 2.70 %,氮气吸附回滞环类型均为 H₂ 型,发育大量有机质孔(粒径 1.0~2.4 nm 和 25.0~50.0 nm)、滑石收缩孔(粒径 3.0~6.0 nm 和 100.0~200.0 nm),孔隙分形特征简单,主要发育 III 级连通域,孔隙连通性好。

3) 川东地区茅一段储层的形成与分布受岩相、有机质丰度、粘土矿物转化、白云石化作用、溶蚀作用综合控制。外缓坡生屑泥晶灰岩微相和(含)泥质生屑泥晶灰岩微相是茅一段优质储层发育的基础,以生物碎屑颗粒沉积为主(灰泥支撑),原生孔隙发育;粘土矿物含量高(5%~20%),会吸附大量有机质,抑制方解石沉淀,保护原生孔隙。茅一段粘土矿物转化是优质储层形成的关键,该过程会形成大量的粘土微孔和有机孔,同时释放的富镁离子成岩水流体使灰岩白云石化,改善储层物性。溶蚀作用为茅一段储层提供了额外的储集空间和流体通道,进一步改造储层。

4) 茅一段沉积期,生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑泥晶灰岩中文石和高镁方解石溶解,形成溶孔并为后期流体改造提供了通道,该时期茅一段孔隙主要为一些方解石粒缘孔和基质溶孔;中-深埋藏期,海泡石发生成岩转化,形成大量粘土微孔和有机质孔,同时释放出富镁离子成岩水流体,使生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑灰岩发生白云石化,改善储层物性;深埋藏期,酸性流体进一步改造储层,加之差异压实作用下形成的压溶缝,使生屑泥晶灰岩和(含)泥质生屑灰岩储层发育为优质储层。

参 考 文 献

[1] 黄籍中,吕宗刚. 碳酸盐岩烃源岩判识与实践——以四川盆地为例[J]. 海相油气地质,2011,16(3):8-14.

Huang Jizhong, Lyu Zonggang. How to judge carbonate rock as source rock: A case of Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2011, 16(3): 8-14.

[2] 李红敬,解习农,黄俊华,等. 川西北二叠系茅口组海相优质烃源岩发育控制因素[J]. 地球科学(中国地质大学学报),2012,37(1): 171-180.

Li Hongjing, Xie Xinong, Huang Junhua, et al. Main factors controlling the formation of excellent marine source rocks in Permian Maokou Formation of Northwest Sichuan, China[J]. Earth Science, 2012, 37(1): 171-180.

[3] 黄士鹏,江青春,汪泽成,等. 四川盆地中二叠统栖霞组与茅口组烃源岩的差异性[J]. 天然气工业,2016,36(12):26-34.

Huang Shipeng, Jiang Qingchun, Wang Zecheng, et al. Differences between the Middle Permian Qixia and Maokou source rocks in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(12): 26-34.

[4] 张健,周刚,张光荣,等. 四川盆地中二叠统天然气地质特征与勘探方向[J]. 天然气工业,2018,38(1):10-20.

Zhang Jian, Zhou Gang, Zhang Guangrong, et al. Geological characteristics and exploration orientation of Mid-Permian natural gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 10-20.

[5] 胡东风,王良军,黄仁春,等. 四川盆地东部地区中二叠统茅口组白云岩储层特征及其主控因素[J]. 天然气工业,2019,39(6):13-21.

Hu Dongfeng, Wang Liangjun, Huang Renchun, et al. Characteristics and main controlling factors of the Middle Permian Maokou dolomite reservoirs in the eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 13-21.

[6] 苏成鹏,李蓉,石国山,等. 四川盆地及周缘中二叠统茅口组一段储集层特征及对油气勘探的启示[J]. 石油勘探与开发,2021,48(6):1-12.

Su Chengpeng, Li Rong, Shi Guoshan, et al. Reservoir characteristics of the first member of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin and its periphery and inspirations to oil and gas exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1-12.

[7] 张培先,何希鹏,高全芳,等. 四川盆地东南缘二叠系茅口组一段页岩气藏地质特征及富集模式[J]. 石油与天然气地质,2021,42(1):146-157.

Zhang Peixian, He Xipeng, Gao Quanfang, et al. Geological characteristics and enrichment pattern of Permian Mao 1 Member shale gas reservoirs at the southeastern margin of Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 146-157.

[8] 罗进雄,何幼斌,何明薇,等. 华南中二叠统眼球状石灰岩特征及成因的思考[J]. 古地理学报,2019,21(4):613-626.

Luo Jinxiong, He Youbin, He Mingwei, et al. Thoughts on characteristics and origin of the Middle Permian eyeball-shaped limestone in South China[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2019, 21(4): 613-626.

[9] 胡东风,王良军,张汉荣,等. 碳酸盐岩烃源岩气藏的发现及其油气地质意义——以四川盆地涪陵地区中二叠统茅口组一段气藏为例[J]. 天然气工业,2020,40(7):23-33.

- Hu Dongfeng, Wang Liangjun, Zhang Hanrong, et al. Discovery of carbonate source rock gas reservoir and its petroleum geological implications: A case study of the gas reservoir in the first Member of Middle Permian Maokou Formation in the Fuling area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(7): 23-33.
- [10] 苏成鹏, 谭秀成, 王小芳, 等. 四川盆地东部中二叠统茅口组眼球状石灰岩储层特征及成因[J]. *海相油气地质*, 2020, 25(1): 55-62.
- Su Chengpeng, Tan Xiucheng, Wang Xiaofang, et al. Characteristics of eyeball-shaped limestone reservoir and its genesis of the Middle Permian Maokou Formation in East Sichuan Basin [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2020, 25(1): 55-62.
- [11] 陈立官, 王洪辉, 陆正元, 等. 川南地区古岩溶与阳新统天然气局部富集关系的探讨[J]. *成都地质学院学报*, 1992, 31(4): 99-106.
- Chen Liguan, Wang Honghui, Lu Zhengyuan, et al. Discussion on the relationship between paleokarst and local enrichment of Yangxin natural gas in southern Sichuan [J]. *Journal of Chengdu College of Geology*, 1992, 31(4): 99-106.
- [12] 曹刚, 李其荣, 安辉. 川南地区下二叠统茅口组“岩溶型气藏”地震、地质特征探讨[J]. *天然气地球科学*, 1999, 10(Z2): 76-82.
- Cao Gang, Li Qirong, An Hui. Discussion on seismic and geological characteristics of "karst gas reservoir" of Lower Permian Maokou Formation in southern Sichuan [J]. *Natural Gas Geoscience*, 1999, 10(Z2): 76-82.
- [13] 陆正元. 四川盆地地下二叠统高自然伽马溶洞储层[J]. *石油学报*, 1999, 20(5): 24-26.
- Lu Zhengyuan. The lower permian cavity reservoir with high natural gamma in Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1999, 20(5): 24-26.
- [14] 王志鹏, 陆正元. 岩溶在四川盆地地下二叠统储集层中的重要作用[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(2): 141-144.
- Wang Zhipeng, Lu Zhengyuan. Important role of karstification in the Lower Permian reservoir in Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(2): 141-144.
- [15] 郭旭升, 李宇平, 魏全超. 川东南地区茅口组古岩溶发育特征及勘探领域[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 34(6): 1-8.
- Guo Xusheng, Li Yuping, Wei Quanchao. Palaeokarst reservoirs and exploration areas of Maokou Formation in the southeast of Sichuan Basin [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2012, 34(6): 1-8.
- [16] 钟原, 杨跃明, 文龙, 等. 构造及其差异沉降对川西北部地区梁山-栖霞组沉积环境的控制作用[J]. *中南大学学报*, 2020, 27(11): 3398-3416.
- Zhong Yuan, Yang Yueming, Wen Long, et al. Sedimentary environments controlled by tectonics and induced differential subsidence: A perspective in the Permian Liangshan and Qixia Formations, northwestern Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Central South University*, 2020, 27(11): 3398-3416.
- [17] 张宇, 曹清古, 罗开平, 等. 四川盆地二叠系茅口组油气藏勘探发现与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(3): 610-620.
- Zhang Yu, Cao Qinggu, Luo Kaiping et al. Reservoir exploration of the Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and enlightenment obtained [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(3): 610-620.
- [18] 李双建, 杨天博, 韩月卿, 等. 四川盆地中二叠统热液白云岩化作用及其储层改造意义[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1265-1280.
- Li Shuangjian, Yang Tianbo, Han Yueqing, et al. Hydrothermal dolomitization and its role in improving Middle Permian reservoirs for hydrocarbon accumulation, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1265-1280.
- [19] 黎霆, 诸丹诚, 杨明磊, 等. 热液活动对四川盆地中西部地区二叠系茅口组白云岩的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(3): 639-651.
- Li Ting, Zhu Dancheng, Yang Minglei, et al. Influence of hydrothermal activity on the Maokou Formation dolostone in the central and western Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(3): 639-651.
- [20] 刘家润, 杨湘宁, 施贵军, 等. 茅口期相对海平面变化对蜓类动物群的影响——以贵州盘县火铺镇茅口组剖面为例[J]. *古生物学报*, 2000, 39(1): 120-125.
- Liu Jiarun, Yang Xiangning, Shi Guijun. Impact of relative sea level changes on the Maokouan Fusulinacean fauna in Panxian, Guizhou [J]. *Acta Palaeontologica Sinica*, 2000, 39(1): 120-125.
- [21] 严雅娟, 颜佳新, 武思琴. 黔南地区早二叠世大幅度冰川性海平面下降的沉积学新证据[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2015, 40(2): 372-380.
- Yan Yajuan, Yan Jiaxin, Wu Siqin. Sedimentary records of Early Permian major glacial sea-level falls in southern Guizhou Province, China [J]. *Earth Science*, 2015, 40(2): 372-380.
- [22] 向娟, 胡明毅, 胡忠贵, 等. 四川盆地中二叠统茅口组沉积相分析[J]. *石油地质与工程*, 2011, 25(1): 14-19.
- Xiang Juan, Hu Mingyi, Hu Zhonggui, et al. Sedimentary facies analysis of Maokou Formation of middle Permian in Sichuan basin [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2011, 25(1): 14-19.
- [23] 郭彤楼. 四川盆地碳酸盐岩源岩气地质特征与勘探前景[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2021, 43(1): 1-16.
- Guo Tonglou. Geological characteristics and exploration prospect of carbonate source rock gas in Sichuan Basin [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2021, 43(1): 1-16.
- [24] Shen S, Yuan D, Henderson C, et al. Progress, problems and prospects: An overview of the Guadalupian Series of South China and North America [J]. *Earth-Science Reviews*, 2020, 211: 103-412.
- [25] 郝毅, 姚倩颖, 田瀚, 等. 四川盆地二叠系茅口组沉积特征及储层主控因素[J]. *海相油气地质*, 2020, 25(3): 202-209.
- Hao Yi, Yao Qianying, Tian Han, et al. Sedimentary characteristics and reservoir-controlling factors of the Permian Maokou Formation in Sichuan Basin [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2020, 25(3): 202-209.
- [26] Volokitin Y, Looyestijn W J, Kerman W F J, et al. A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from

- NMR core and log data[J]. *Petrophysics*, 2001, 42(4): 334-343.
- [27] 何雨丹, 毛志强, 肖立志, 等. 核磁共振 T_2 分布评价岩石孔径分布的改进方法[J]. *地球物理学报*, 2005, 58(2): 373-378.
- He Yudan, Mao Zhiqiang, Xiao Lizhi, et al. An improved method of using NMR T_2 distribution to evaluate pore size distribution[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2005, 58(2): 373-378.
- [28] 闫建平, 温丹妮, 李尊芝, 等. 基于核磁共振测井的低渗透砂岩孔隙结构定量评价方法——以东营凹陷南斜坡沙四段为例[J]. *地球物理学报*, 2016, 59(4): 1543-1552.
- Yan Jianping, Wen Danni, Li Zunzhi, et al. The quantitative evaluation method of low permeable sandstone pore structure based on nuclear magnetic resonance (NMR) logging[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2016, 59(4): 1543-1552.
- [29] Rouquerol J, Avnir D, Fairbridge C W, et al. Recommendations for the characterization of porous solids [J]. *Pure and Applied Chemistry*, 1994, 66(8): 1739-1758.
- [30] Meng T, Xie J, Li X, et al. Experimental study on the evolutionary trend of pore structures and fractal dimension of low-rank clay rich coal subjected to a coupled thermo-hydro-mechanical-chemical environment[J]. *Energy*, 2020, 203: 117838.
- [31] Pfeifer P, Avnir D. Chemistry nonintegral dimensions between two and three [J]. *The Journal of Chemical Physics*, 1983, 79(7): 3369-3558.
- [32] Guo X, Shen Y, He S. Quantitative pore characterization and the relationship between pore distributions and organic matter in shale based on Nano-CT image analysis: A case study for a lacustrine shale reservoir in the Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2015, 27(10): 1630-1640.
- [33] Sun L, Wang X, Jin X, et al. Three dimensional characterization and quantitative connectivity analysis of micro/Nano pore space [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(3): 537-546.
- [34] 苟启洋, 徐尚, 郝芳, 等. 纳米CT页岩孔隙结构表征方法——以JY-1井为例[J]. *石油学报*, 2018, 39(11): 1253-1261.
- Gou Qiyang, Xu Shang, Hao Fang, et al. Characterization method of shale pore structure based on nano-CT: A case study of Well JY-1[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(11): 1253-1261.
- [35] 林承焰, 王杨, 杨山, 等. 基于CT的数字岩心三维建模[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2018, 48(1): 307-317.
- Lin Chengyan, Wang Yang, Yang Shan, et al. 3D modeling of digital core based on X-ray computed tomography [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2018, 48(1): 307-317.
- [36] 霍飞, 杨西燕, 王兴志, 等. 川西北地区茅口组储层特征及其主控因素[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2018, 45(1): 45-52.
- Huo Fei, Yang Xiyan, Wang Xingzhi, et al. Characteristics and main controlling factors of the Middle Permian Maokou Formation reservoir in northwestern Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2018, 45(1): 45-52.
- [37] 李祖兵, 欧加强, 陈轩, 等. 川中地区下二叠统白云岩储层特征及发育主控因素[J]. *大庆石油地质与开发*, 2017, 36(4): 1-8.
- Li Zubing, Ou Jiaqiang, Chen Xuan, et al. Characteristics and main development controlling factors for lower Permian dolomite reservoirs in Chuanzhong region [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(4): 1-8.
- [38] 陈芸菁, 王佩英, 任磊夫. 海泡石在成岩作用过程中向滑石转化的研究[J]. *科学通报*, 1985, 36(4): 284-287.
- Chen Yunjing, Wang Peiying, Ren Leifu. Transformation of sepiolite into talc during diagenesis [J]. *Chinese Science Bulletin*, 1985, 36(4): 284-287.
- [39] Cai Z, Li J, Chen H, et al. Genesis of Mg-phylosilicate occurrences in the Middle Permian marine successions of South China [J]. *Applied Clay Science*, 2019, 181: 105-120.
- [40] Stoesell R K. 25 °C and 1 atm dissolution experiments of sepiolite and kerolite [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1988, 52(2): 365-374.
- [41] 宋金民, 刘树根, 金鑫, 等. 四川盆地中二叠统含海泡石层系源储组合新模式及其油气勘探新领域[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2022, 49(2): 129-149.
- Song Jinmin, Liu Shugen, Jin Xin, et al. A new model of source-reservoir association and new fields of oil and gas exploration in the Middle Permian sepiolite bearing strata, Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2022, 49(2): 129-149.
- [42] Dong Y, Chen H, Wang J, et al. Thermal convection dolomitization induced by the emeishan large igneous province [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 116: 104308.
- [43] 刘文栋, 钟大康, 尹宏, 等. 川西北栖霞组超深层白云岩储层特征及主控因素[J]. *中国矿业大学学报*, 2021, 50(2): 342-362.
- Liu Wendong, Zhong Dakang, Yin Hong, et al. Development characteristics and main controlling factors of ultra-deep dolomite reservoirs of the Qixia Formation in the northwestern Sichuan Basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2021, 50(2): 342-362.

(编辑 张玉银)