

川中龙女寺地区中二叠统茅口组储层特征及其主控因素

彭 军^{1,2}, 刘芳兰^{1,2}, 张连进³, 郑斌嵩^{1,2}, 唐 松³, 李 顺³, 梁新玉³

(1. 西南石油大学 地球科学与技术学院, 四川 成都 610500; 2. 西南石油大学 天然气地质四川省重点实验室, 四川 成都 610500; 3. 中国石油 西南油气田分公司川中油气矿, 四川 遂宁 629000)

摘要:近年来,川中龙女寺地区JT1井和MX145井等多口钻井在中二叠统茅口组获得高产工业气流,展现出茅口组良好的勘探开发潜力,但由于储层特征及其发育主控因素不清楚,严重制约了龙女寺地区茅口组进一步的油气勘探。以川中龙女寺地区茅口组储层为对象,开展储层岩性、物性和孔喉结构等地质特征及地球化学特征研究,提出了川中龙女寺地区中二叠统茅口组优质储层主控因素。研究表明:①龙女寺地区茅口组储层岩性为白云岩及灰岩2类,晶粒白云岩、角砾白云岩和颗粒灰岩为主要储层岩石类型。白云岩储层可划分为3大类、6个亚类,灰岩储层可划分为4大类、5个亚类。②晶间孔、非选择性溶孔和溶洞为茅口组储层主要储集空间类型,裂缝-孔洞型储层的构造-溶蚀缝、洞体系储集空间大,分布广泛且连通性好,为有利储层。③茅口组储层具有“沉积作用-白云石化作用构建骨架,岩溶作用-构造作用叠加改造”的形成与发育模式。沉积作用、白云石化作用和构造作用是优质储层的主要控制因素,角砾白云岩为优质储集岩。

关键词:主控因素;演化模式;储层特征;茅口组;中二叠统;龙女寺地区;四川盆地中部

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and main controlling factors of reservoirs in the Middle Permian Maokou Formation, Longnvisi area, central Sichuan Basin

PENG Jun^{1,2}, LIU Fanglan^{1,2}, ZHANG Lianjin³, ZHENG Binsong^{1,2}, TANG Song³, LI Shun³, LIANG Xinyu³

(1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Natural Gas Geology Key Laboratory of Sichuan Province, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. Chuanchong Oil & Gas Mine, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Suining, Sichuan 629000, China)

Abstract: In recent years, high-yield industrial gas flow has been obtained from the Maokou Formation in multiple wells such as JT1 and MX145 in the central Sichuan Basin, indicating great potential for hydrocarbon exploration and exploitation of this formation. However, the characteristics of and main factors controlling the reservoirs therein remain unclear, severely restricting in-depth hydrocarbon exploration. Aiming to investigate reservoirs of the Maokou Formation in Longnvisi area, central Sichuan Basin, the study delves into the geological characteristics such as lithology, physical properties, and pore-throat structure, along with the local geochemical characteristics via rock and ore tests under the guidance of reservoir geology. Accordingly, the major factors governing the development of high-quality reservoirs within the formation are proposed. The results indicate that dolomite and limestone reservoirs occur in the Maokou Formation, with primary reservoir rocks of crystal dolomites, brecciated dolomites, and granular limestones. The dolomite reservoir rocks can be categorized into three types and six subtypes, while the limestone reservoir rocks can be divided into four types and five subtypes. Storage spaces in the reservoirs consist primarily of intercrystalline pores, nonselective dissolution pores, and karst caves. The structural-dissolution fractured-vuggy system formed by the matching of vugs and fractures, exhibits a large storage space, extensive distribution, and high connectivity, which establish this system as a favorable reservoir. Regarding the formation and evolutionary pattern of the reservoirs, the reservoir framework is caused by sedimentation and dolomitization, and reservoir modification can be

收稿日期:2024-06-03;修回日期:2024-07-06。

第一作者简介:彭军(1968—),男,教授、博士研究生导师,沉积学、储层地质学及层序地层学。E-mail: pengjun@swpu.edu.cn。

通讯作者简介:刘芳兰(1999—),女,博士研究生,储层地质学。E-mail: liuf101260@163.com。

attributed to superimposed karstification and tectonism. In all, the primary factors governing the development of high-quality reservoirs include sedimentation, diagenesis, and tectonism, and brecciated dolomites are identified as high-quality reservoir rocks.

Key words: main controlling factor, evolutionary pattern, reservoir characteristics, Maokou Formation, Middle Permian, Longnsvi area, central Sichuan Basin

引用格式:彭军,刘芳兰,张连进,等. 川中龙女寺地区中二叠统茅口组储层特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1337–1354. DOI: 10.11743/ogg20240510.

PENG Jun, LIU Fanglan, ZHANG Lianjin, et al. Characteristics and main controlling factors of reservoirs in the Middle Permian Maokou Formation, Longnsvi area, central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1337–1354. DOI: 10.11743/ogg20240510.

二叠系是四川盆地天然气重要勘探开发层系,层内已探明普光、元坝和双鱼石等多个千亿方级气田,气藏储层储集类型多样,包括礁滩相孔隙型储层和裂缝型储层等^[1-3]。盆地内川西北ST1井、川北YB7井、川南YJ2井和川中北部JT1井等多口钻井在二叠系茅口组中获得高产工业气流^[4-5]。近期,川中地区PY1井和PY3井在茅口组测试,利用“常规一点法”计算天然气无阻流量分别达到 $337.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $586.92 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。与此同时,川中龙女寺地区茅口组天然气勘探开发也取得了新进展,MX145井、TS3井和TS4井近年来在茅口组测试日产量均在百万方以上^[6];2023年6月,龙女寺地区MX039-H1井在茅口组测试天然气日产量达 $223.66 \times 10^4 \text{ m}^3$,稳定油压38.5 MPa。以上测试结果揭示了龙女寺地区茅口组具有很大的天然气勘探潜力,川中地区茅口组有望成为继蜀南地区茅口组岩溶储层后的又一重要勘探开发区域(图1)。

截止2022年6月,二叠系茅口组提交天然气预测地质储量 $3\,015.21 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[7],龙女寺地区茅口组提交控制储量 $855 \times 10^8 \text{ m}^3$,天然气资源潜力大,是盆地内重要的勘探层系。但茅口组专层井少且取心数量较少,川中地区茅口组储层研究多利用邻区野外剖面和岩心资料,目前中国石油西南油气田分公司等多家油田公司基于生产需要,对储层的认识基本上限于测井解释及评价^[8]和三维地震预测^[9-13]等方面。这些研究依托地震反演技术刻画出川中北部盐亭—射洪一带孔隙型相控储层发育有利区 $6\,000 \text{ km}^2$ ^[11]、串珠状反射特征的岩溶储层发育有利区 $2\,850 \text{ km}^2$ ^[9],且发育深大断裂及其衍生的断溶体储层^[10-13]。其他一些学者则在区域沉积相展布^[14-19]、构造演化^[20-22]、岩溶古地貌^[23]及其对储层的影响和白云岩成因^[11, 24-26]等方面开展了研究。

前人研究认为,川中地区茅口组白云岩储层主要受沉积古地貌控制,其储集类型为孔隙型^[7, 27-30],灰岩储层主要受到构造作用和成岩作用的控制,为缝洞型

和裂缝型储层,储集空间主要为溶孔和溶洞;川中地区茅口组白云岩储层因主要受到沉积作用、构造作用和多期次成岩作用的控制而具有较强的差异性和复杂性^[5, 28]。2023年11月至2024年2月,川中地区PS16井、PS17井和PS21井在茅口组测试日产量分别为 7.07×10^4 , 10.43×10^4 和 $4.12 \times 10^4 \text{ m}^3$,与前述多口钻井的测试结果相差较大。上述几个方面的已有认识与近年来龙女寺地区最新钻井揭示的储层特征有比较明显的差异,储层基本特征不详实及主控因素不清晰仍是制约川中龙女寺地区茅口组天然气进一步勘探开发的关键因素。

基于地震资料、钻井、录井和测井资料,结合野外剖面观察和岩心描述,利用薄片鉴定等岩矿测试分析方法和碳、氧同位素等地球化学测试分析手段,对川中龙女寺地区中二叠统茅口组储集岩类型、储集空间特征与差异、孔喉结构差异和成岩演化等储层特征进行详细表征,在此基础上,剖析储层发育演化的控制因素,提出有利储层的演化模式,旨在为川中龙女寺地区茅口组天然气勘探开发提供重要理论依据和精细的地质模型。

1 区域地质概况

四川盆地是一个在上扬子克拉通基础上发展起来的多旋回叠合盆地(图1a),研究区构造上位于川中古隆中斜坡平缓带,属于乐山—龙女寺古隆起,经历了多期同沉积隆起、剥蚀和构造破裂作用等的改造,使研究区缺失奥陶系—石炭系地层,下二叠统梁山组海—陆过渡相碎屑岩直接超覆于寒武系、奥陶系和志留系地层之上。区内茅口组大多处于埋藏状态,仅在华蓥山断裂带中部有较为完整的出露^[15]。

根据钻井及野外剖面资料,中二叠统茅口组自下而上可划分为茅(茅口组)一段至茅四段^[28, 31-32]。龙女寺地区在茅口组沉积期海平面迅速上升^[18],形成了盆

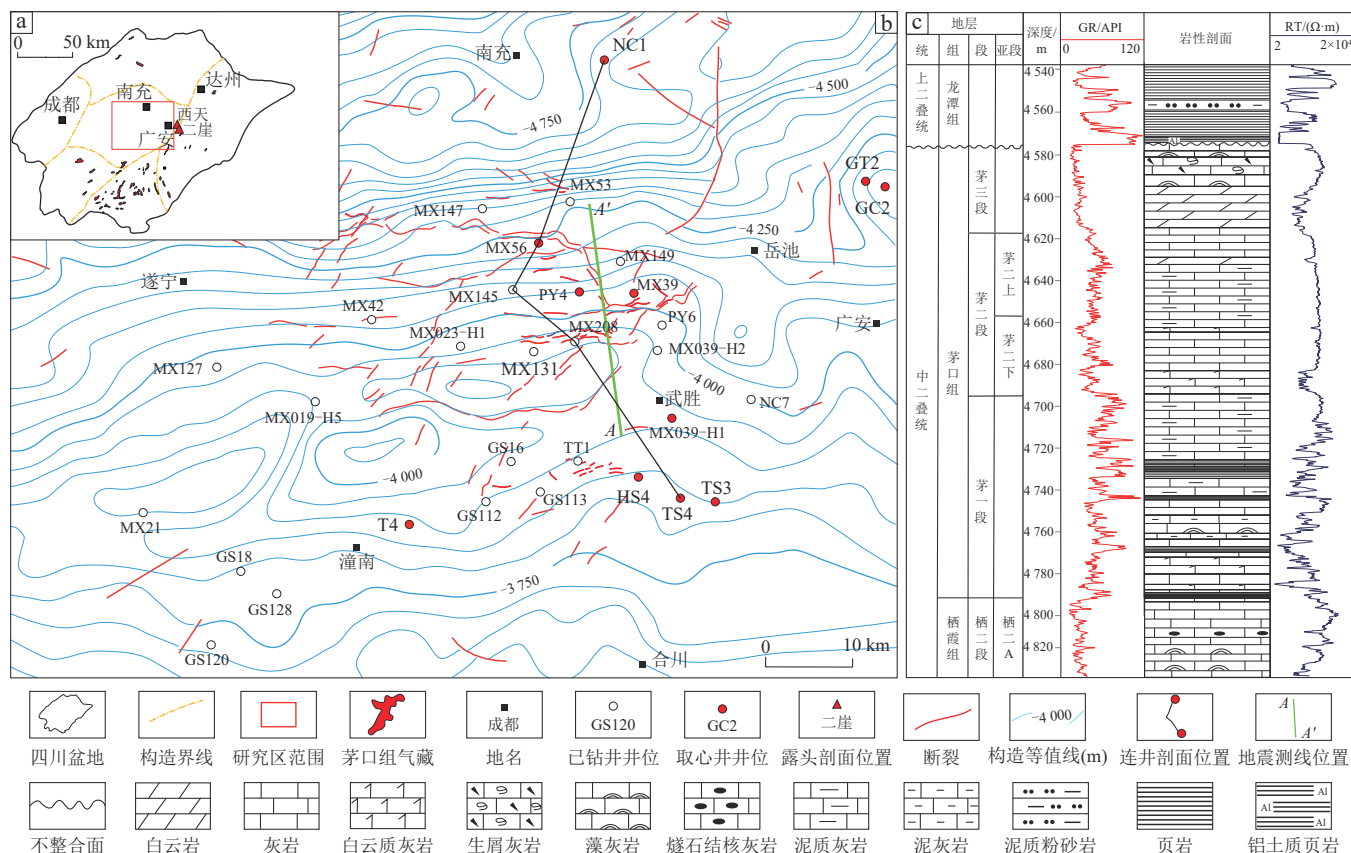


图1 川中龙女寺地区茅口组顶界构造与地层综合柱状图

Fig. 1 Map showing the top boundary structure and composite stratigraphic column of the Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin

a. 四川盆地构造分区简图; b. 龙女寺地区茅口组顶面构造与井位分布; c. GC2井茅口组地层综合柱状图

地内大规模发育的茅一段“眼球眼皮状”泥质泥晶灰岩^[17, 27],至茅二段沉积期研究区已经由茅口组沉积初期的海侵体系域演化为高位体系域,沉积环境为水体相对较浅的开阔台地,发育北西-南东向台内隆起带和局部连片发育的台内浅滩和台缘滩^[6, 16-18]。根据GR和RT测井曲线的变化趋势,茅二段可进一步划分为茅二下亚段和茅二上亚段,茅二下亚段主要发育亮晶颗粒灰岩、灰质白云岩和白云岩,茅二上亚段主要发育亮晶颗粒灰岩、泥晶颗粒灰岩和泥质泥晶灰岩(局部发育薄层白云岩);茅三段沉积期相对海平面进一步下降,高能滩相沉积范围进一步扩大^[8],主要发育灰白色块状灰岩,局部发育白云岩;茅四段主要发育泥晶灰岩夹颗粒灰岩^[25, 28, 33-34]。受海平面下降和东吴运动的影响,茅四段被完全剥蚀、茅三段残余厚度一般小于100 m。茅口组顶部与上覆龙潭组铝土质泥岩呈不整合接触^[23](图1b),研究区在印支、燕山和喜马拉雅等多期构造运动的作用下调整并定型,形成现今构造形态^[14]。区内背斜构造多为北东向,局部构造幅度较低,构造宽且平缓(图1a)。

2 样品与分析实验

本研究所有实验样品均来自于研究区及附近的GC2井、NC3井和NC8井等11口取心井, MX145井和MX149井等22口钻井岩屑,以及华蓥山二崖和西天两个野外剖面。先后依据《碳酸盐岩岩石薄片鉴定标准》(SY 5368.5—1989)完成MX208井等钻井的1 179张岩屑薄片、GC2井等钻井及西天野外剖面的88张普通岩石薄片和26张岩石铸体薄片鉴定报告;依照《岩石矿物阴极发光鉴定方法》(SY/T 5916—2013)完成38张薄片的阴极发光鉴定;基于《岩石样品扫描电子显微镜分析方法》(SY/T 5162—2021)完成8个样品的扫描电镜实验;按照《岩心分析方法》(GB/T 29172—2012)完成153个样品的孔隙度和渗透率测试分析;按照《岩石毛管压力曲线的测定》(GB/T 29171—2012)完成7个样品的孔隙结构测试与分析;基于《有机物和碳酸盐岩碳、氧同位素分析方法》(SY/T 5238—2019)完成21个样品的碳、氧同位素分析;依据《硅酸盐岩石化学分析

方法第30部分:44个元素量测定》(GB/T 14506.30—2010)完成19个样品的稀土元素分析。

3 茅口组储层特征

3.1 储层岩石学特征

通过野外剖面观察、岩心描述及薄片鉴定并结合测井解释,认为龙女寺地区茅口组储层岩性可划分为白云岩和灰岩2大类。白云岩可划分为晶粒白云岩、(残余)颗粒白云岩和角砾白云岩3类,并可细分为6个亚类;灰岩可划分为颗粒灰岩、泥晶灰岩、晶粒灰岩和珊瑚灰岩4类,进一步细分为5个亚类。晶粒白云岩、角砾白云岩和颗粒灰岩为主要储集岩石类型。

3.1.1 白云岩类

1) 晶粒白云岩

此类岩石主要发育于MX147和MX39井区茅二下亚段,以及MX151井区茅二上亚段。按晶体粒径分为粉-细晶白云岩、中晶白云岩和粗晶白云岩。粉-细晶白云岩的白云石晶粒粒径一般为50~200 μm,白云石晶体呈半自形-自形晶(图2a),晶面平直,晶体多发育雾心亮边结构,发育少量晶间孔(图2a,b)和晶间溶孔,阴极发光下白云石晶体一般呈橘黄色;中晶白云岩的白云石晶粒粒径一般为250~500 μm,半自形晶体间多呈直面-曲面接触(图2c),去白云石化现象普遍,发育部分(残余)溶孔,溶孔边缘生长的白云石一般具有非平直晶面和粗晶鞍状特征;粗晶白云岩的白云石晶粒粒径一般为500~1 000 μm,白云石多为非平直晶面和他形晶(图2d),具雾心亮边结构,阴极发光下白云石晶粒具有环带状结构,中心部分发暗红色光,环带部分发红色光,晶粒间以曲面和镶嵌接触为主。

2) (残余)颗粒白云岩

此类岩石主要发育于GC2井区和GT2井区茅三段以及MX39井区茅二下亚段。根据(残余)颗粒类型划分为(残余)藻粒白云岩、(残余)砂屑白云岩和(残余)生屑白云岩。藻粒呈不规则状,粒间胶结物为亮晶白云石;砂屑呈次圆状-圆状,粒径一般为50~200 μm,其边缘多发生泥晶化,颗粒间胶结物一般为微晶-亮晶白云石;生屑主要为腕足、棘皮和有孔虫等类型,微米到厘米级均有分布,分选程度中等。局部地区发育硅化的砂屑白云岩,硅质矿物在茅口组储层中以隐晶质、弥散分布的玉髓和显晶质点状分布的粒状石英2种矿相产出(图2e)。

3) 角砾白云岩

此类岩石为龙女寺地区优质储层的主要岩石类型,横向分布不连续,在MX039-H1井区和MX145井区茅二下亚段,GC2井区茅三段均有发育,厚度较大。多为岩溶体系中的原岩垮塌形成,就近堆积并固结成岩,角砾原岩多为晶粒白云岩。角砾呈棱角状-尖棱角状,大小从厘米级至毫米级均有发育,磨圆度和分选性较差,阴极发光下角砾部分呈暗红色,角砾间充填物主要为乳白色鞍状白云石、亮晶方解石和沥青等(图2f),阴极发光下呈亮红色。此类角砾岩在茅二段-茅三段内均有发育。

3.1.2 灰岩类

1) 颗粒灰岩

颗粒灰岩包含亮晶颗粒灰岩、泥晶颗粒灰岩和藻灰岩3种类型。亮晶颗粒灰岩一般呈灰色-浅灰色,主要由砂屑、生屑和亮晶方解石胶结物组成,局部残留灰泥基质,颗粒分选和磨圆程度较高(图2g)。砂屑粒径一般介于200~300 μm,边缘多发生泥晶化;生屑包括苔藓虫、海绵、有孔虫和介形虫等类型,粒径一般大于200 μm;泥晶颗粒灰岩一般呈深灰色-灰色,主要由生屑、藻粒和泥晶方解石基质组成,颗粒分选程度中等,局部生屑具有定向排列特征;藻灰岩中颗粒类型以翁格达藻和粗枝藻等类型为主。

2) 晶粒灰岩

晶粒灰岩仅在MX53井周缘的茅二下亚段少量发育,一般呈灰色,可划分为粉晶灰岩和细晶灰岩。方解石晶粒为非平直晶面,晶粒间呈镶嵌接触(图2h),局部发育少量泥晶和生屑颗粒。

3) 珊瑚灰岩

珊瑚灰岩一般呈浅灰色-灰白色,多为群体珊瑚组成,珊瑚群体规模一般在分米级及以上(图2i),偶见厘米级个体珊瑚,苔藓虫和介形虫等多种生物附着生长。

3.2 储集类型与特征

碳酸盐岩储层发育不同程度的孔、洞和裂缝,可归类于广义的三重介质,但因孔、洞、缝尺度和搭配关系不同而产生千差万别的储渗特征^[35-36]。据研究资料综合分析认为,川中龙女寺地区茅口组储层可划分为4种储集类型:孔隙型、裂缝型、裂缝-孔隙型和裂缝-孔洞型。其中裂缝-孔洞型为主要储集类型,储集空间类型多样,主要包括晶间孔、粒间孔、裂缝和溶洞等(图2)。

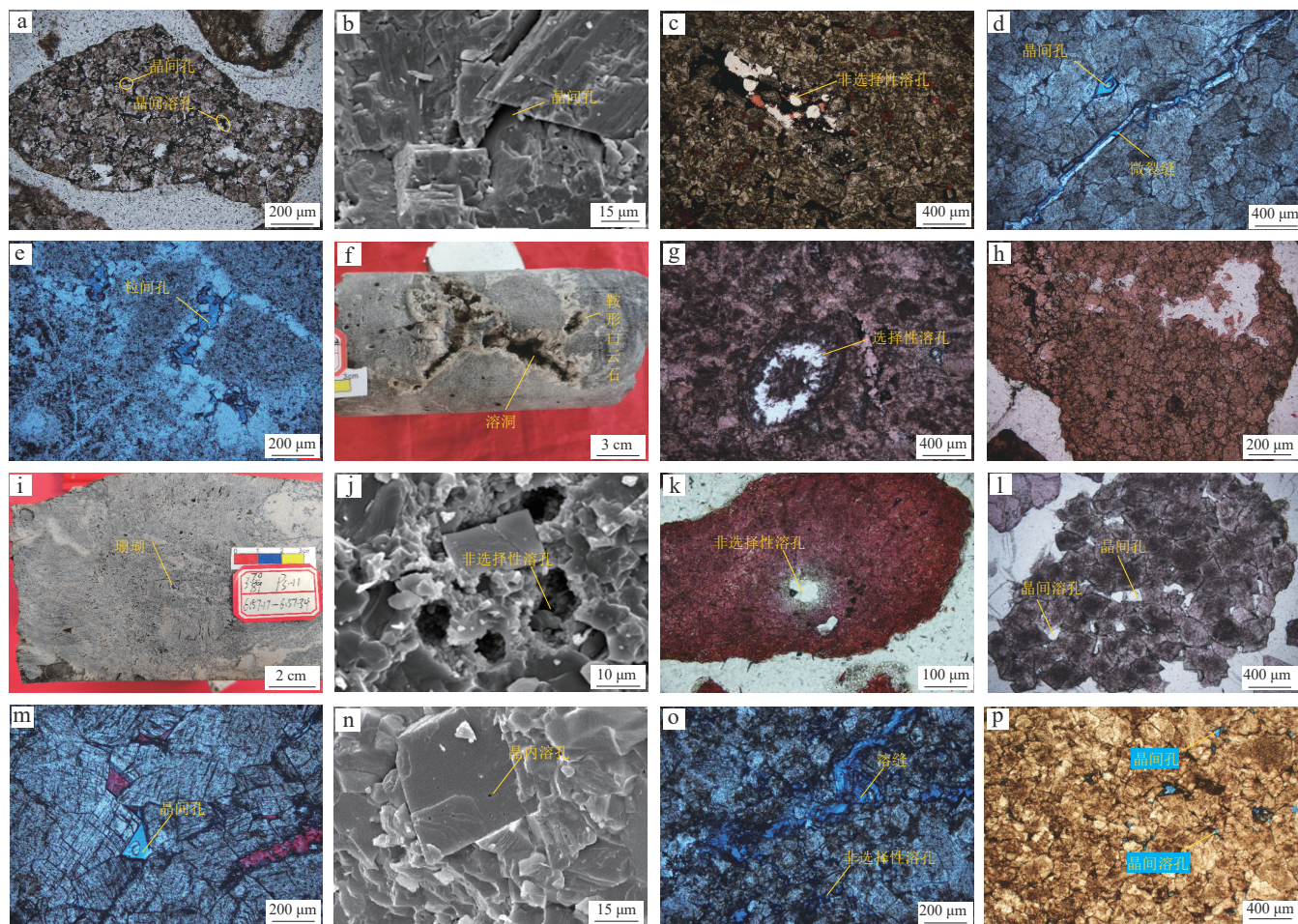


图2 川中龙女寺地区茅口组储层岩性及储集空间特征显微照片

Fig. 2 Images showing the lithology and storage spaces of reservoirs in the Maokou Formation, Longnsvi area, central Sichuan Basin

a. 粉-细晶白云岩岩屑, MX008-H22井, 茅二段, 埋深4 203.00 m, 茜素红染色的岩屑薄片(-); b. 白云岩晶间孔, 孔隙呈不规则的多边形, 孔径约30 μm , NC3井, 茅三段, 埋深6 017.97 m, 镀金块样, SEM; c. 中晶白云岩, 发育部分非组构选择性溶孔, 溶孔形态为近圆状、椭圆状和不规则状, PS12井, 茅二段, 埋深5 909.32 m, 茜素红染色的岩心薄片(-); d. 粗晶白云岩, 发育微裂缝, 缝壁平直, 张开度小于20 μm , 二崖剖面, 茅二段, 茜素红染色的铸体薄片(-); e. 硅化的砂屑白云岩, 发育少量粒间孔, 石英部分充填孔隙, GC2井, 茅三段, 4 605.60 m, 茜素红染色的铸体薄片(-); f. 角砾白云岩中发育的溶洞, 沿裂缝分布的溶洞, 鞍状白云石沿着洞壁和裂缝壁生长, GC2井, 茅三段, 4 605.10 m, 岩心照片; g. 颗粒灰岩中的选择性溶蚀孔, 孔隙呈椭圆形, 与颗粒形态近似, 孔径大于400 μm , PS12井, 茅二段, 5 921.44 m, 茜素红染色的岩心薄片(-); h. 细晶灰岩, 方解石晶粒呈镶嵌接触, 粒径一般为50~100 μm , MX39井, 茅二段, 埋深4 470.00 m, 茜素红染色的岩屑薄片(-); i. 珊瑚灰岩, 发育群体珊瑚, (残余)体腔孔较为发育, PS11井, 茅三段, 6 157.17 m, 岩心照片; j. 白云岩中的非选择性溶孔, 球状-椭球状, 孔径约10 μm , NC8井, 茅三段, 5 017.50 m, 镀金块样, SEM; k. 灰岩中的非组构选择性溶孔, 溶孔不规则, 孤立分布, 孔径约70 μm , MX53井, 茅二段, 埋深4 759.00 m, 茜素红染色的岩屑薄片(-); l. 晶间孔, 残余颗粒白云岩, MX023-H1井, 茅二段, 埋深4 397.00 m, 茜素红染色的岩屑薄片(-); m. 晶间孔, 方解石充填部分孔隙, 晶粒白云岩, 二崖剖面, 茅二段, 茜素红染色的铸体薄片(-); n. 粉晶灰质白云岩, 发育少量自形程度较高的白云石, 白云石晶粒内存在溶蚀现象, 晶体间排列紧密, 晶间孔隙不发育, NC3井, 茅三段, 6 018.17 m, 镀金块样, SEM; o. 晶粒白云岩中发育的溶缝, 缝的边缘呈不规则的港湾状, 缝宽一般为20 μm , 二崖剖面, 茅二段, 茜素红染色的铸体薄片(-); p. 中晶白云岩, 白云石晶粒具有波状消光特征, 为非平直晶面半自形-他形结构, 镶嵌接触, 晶间溶孔分布不均, 孔径多在20~250 μm , MX56井, 埋深4 572.81 m, 铸体薄片(-)

3.2.1 孔隙型

孔隙型储层主要发育在晶粒白云岩和颗粒白云岩之中, 该类型储层占比相对较少。研究区茅口组孔隙型储层主要分布于MX53井和MX147井等井区, 其储集空间和渗流通道主要为白云岩中的粒间孔(图2e)、晶间孔(图2b)、晶间溶孔和灰岩中的粒内孔(图2g)以

及非组构选择性溶孔(图2h,j,k)。白云岩储层的粒间孔主要存在于(残余)颗粒白云岩中, 形状不规则, 孔径一般介于20~100 μm , 部分孔径可达到200 μm 以上。晶间孔和晶间溶孔主要发育在晶粒白云岩中, 多存在于自形程度较高的白云石晶体间, 孔隙形态为平直多边形和三角形等(图2l,m), 孔径一般为10~50 μm , 是茅口组储层最重要的储集空间类型之一。粒内孔多发

育于颗粒灰岩中,可进一步划分为选择性溶蚀孔和(残余)体腔孔,孔隙边缘多呈港湾状,连通性差(图2g),孔径一般介于20~100 μm ,部分可达500 μm 。非组构选择性溶蚀孔普遍存在于灰岩和白云岩中,如晶粒白云岩中发育的球状和椭球状溶孔,溶孔直径一般介于10~100 μm (图2j,n),泥晶灰岩和晶粒灰岩中的非组构选择性溶孔,形态不规则、孤立分布、大小为微米级(图2k)。

3.2.2 裂缝型

裂缝型储层的储集空间及渗流通道均为裂缝,一般可通过“无续流段、恢复后压力平直没有斜率”的压力恢复曲线特征来确定。按成因将裂缝划分为构造缝和溶蚀缝。受构造作用影响,川中地区茅口组中构造裂缝广泛发育,可进一步分为宏裂缝和微裂缝。张开缝一般为一组高角度缝,裂缝较为发育处线密度可达20条/m以上,缝宽一般为1 cm左右,常发育方解石和鞍状白云石等裂缝充填物,延伸长度一般大于10 cm,可作为良好的储集空间和油气运移通道。微裂缝张开度常小于100 μm ,延伸长度较小,可增强晶间孔和晶间溶孔等储集空间的连通性(图2d)。

3.2.3 裂缝-孔隙型

裂缝-孔隙型储层属于双重介质型储层,基质部分发育大小不等和连通性较好的孔隙,裂缝发育程度较高,主要发育在云质(含云)生屑灰岩和粉晶-细晶

白云岩中,粉晶-细晶白云岩储层发育连通孔隙。研究区MX208井茅口组为典型的裂缝-孔隙型储层,该井及周缘区域临近走滑断层,AFE裂缝增强属性预测结果显示裂缝分布密集^[34],电成像测井显示茅口组储层段普遍发育高角度和近直立的裂缝(图3),薄片鉴定结果显示该段发育非选择性溶孔,主要以构造缝沟通储集空间,孔隙度较小、渗透性较好。

3.2.4 裂缝-孔洞型

裂缝-孔洞型储层是龙女寺地区茅口组储集能力最好的储层类型,主要发育在角砾白云岩中,其次是含云(云质)灰岩。根据龙女寺地区茅口组岩心、薄片和测井资料,其储集空间主要由孔洞和溶蚀缝(图2o)组成,同时发育粒间(溶)孔和晶间(溶)孔(图2p)。溶洞主要分布于(灰质)白云岩储层中,多被鞍状白云石和(或)方解石微充填-半充填(图2f),是主要的储集空间类型。溶洞形态不规则,直径一般介于0.2~10.0 cm,成像测井呈不规则小圆-椭圆状暗色图像等特征(图3);溶蚀缝一般是在微裂缝的基础上扩溶形成,扩充了储集空间并增强了连通性。溶蚀缝洞体系储集空间大、分布广泛且连通性好。

MX145井茅口组二段下亚段储层为裂缝-孔洞型。其关井压力恢复双对数拟合曲线驼峰明显,压力导数曲线中期下凹,中后段无大斜率上抬特征,表明其具有多重孔隙结构的渗流特征,周围储层流体流动性好(图4)。近井区渗透率为 $234.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,

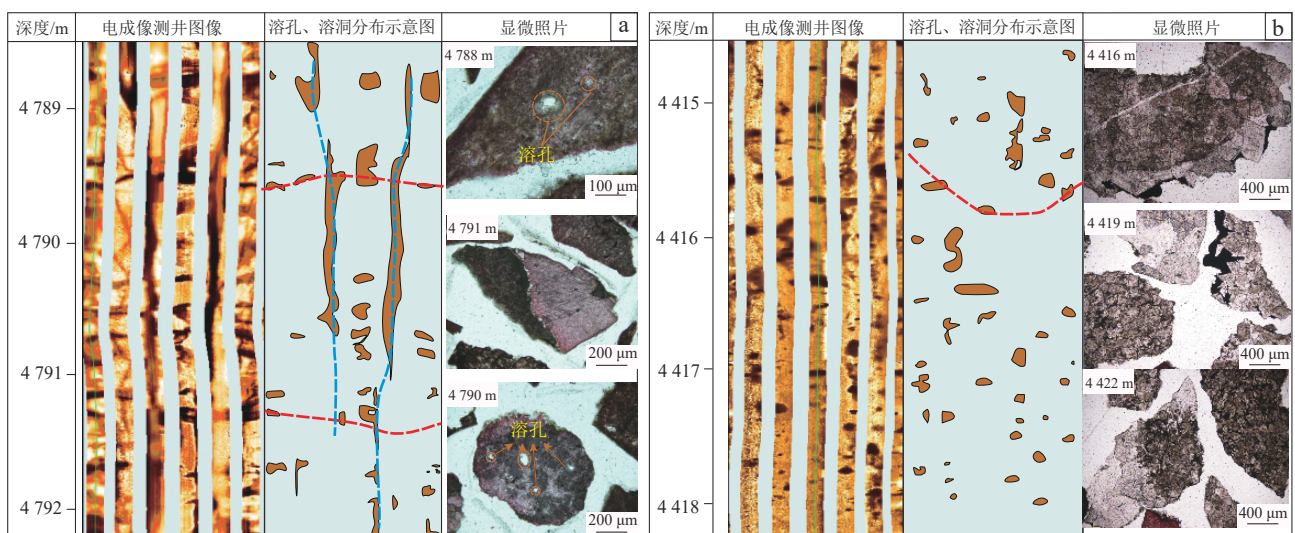


图3 川中龙女寺地区茅二段储层电成像测井图像及岩屑样品显微特征

Fig. 3 Electrical images and microscopic characteristics of reservoirs in the 2nd member of the Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin

a. MX56井; b. MX39井

(溶孔、溶洞分布示意图中,红色虚线示意低角度裂缝;蓝色虚线示意高角度裂缝;褐色部分示意缝、洞发育区域;显微照片左上角数字为采样深度。)

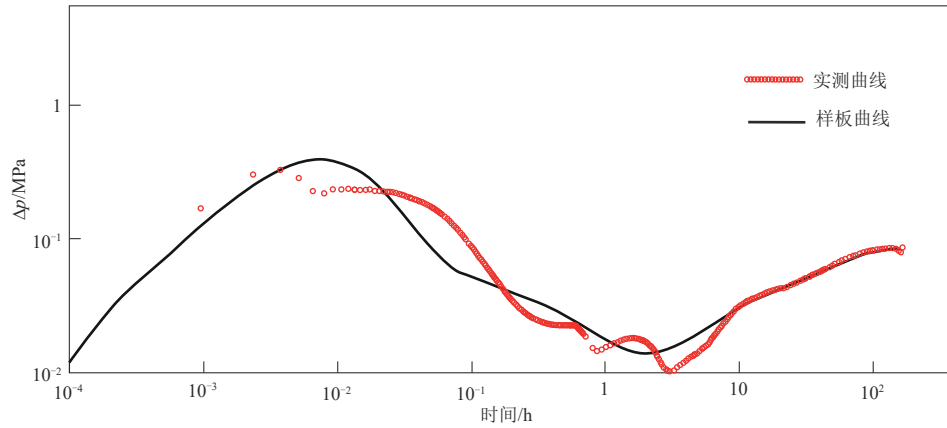


图4 川中龙女寺地区MX145井压力恢复双对数曲线拟合图^[37]

Fig. 4 Fitted log-log curves of pressure buildup of well MX145 in Longnvsi area, central Sichuan Basin^[37]
(Δp 指压力变化。)

远井区渗透率为 $35.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[37], 表现为中-高渗流特征; 稳产效果好, 日产气量 $40 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上, 气压年递减率为 5.3 %, 单位压降采气量为 $2\ 695 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ (图4)。

3.3 物性特征

茅口组储层物性差异大, 岩心柱塞样品测试结果表明晶粒白云岩和角砾白云岩为有利的储集岩类型, 藻灰岩储集物性最差, 角砾白云岩储集物性最好(表1)。茅口组碳酸盐岩储层孔隙度-渗透率相关性较差(图5), 渗透率差异较大, 其范围为 $(0.001 \sim 7.710) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值 $0.340 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 部分发育裂缝的样品渗透率分布范围为 $(0.181 \sim 59.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值 $7.980 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 表明裂缝可明显改善储层的渗流能

力, 同时裂缝也可以作为重要的储集空间类型。

结合 27 个岩心样品全直径物性分析结果^[37], 其孔隙度分布范围为 2.0 % ~ 8.4 %, 平均孔隙度为 4.3 %, 孔隙度中值为 3.5 %; 渗透率主要分布在 $(0.100 \sim 10.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均渗透率为 $4.710 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 渗透率中值为 $1.765 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层溶蚀孔洞及微裂缝较发育, 全直径物性分析结果更能真实反映储层品质, 储层具低孔特低渗特征。

3.4 孔隙结构特征

为进一步明确储层微观结构特征, 本次研究选取 7 块样品进行孔隙结构分析, 实验结果表明: 白云岩储层和灰岩储层孔隙结构、门槛压力和中值压力等特征具有明显的差异。白云岩储层孔喉半径分布呈单峰型

表1 川中龙女寺地区茅口组储层孔、渗特征(柱塞样品)

Table 1 Porosity and permeability (plug samples) of reservoirs in the Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin

岩性	样品数量/个	最大值与平均值	孔隙度/%	渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$
藻灰岩	37	最大值	4.73	2.44
		平均值	0.60	1.17
		最小值	0.13	0.18
生屑灰岩	84	最大值	4.49	17.9
		平均值	1.33	1.76
		最小值	0.10	1.10
晶粒灰岩	10	最大值	8.81	1.78
		平均值	1.74	1.03
		最小值	0.32	0.27
晶粒白云岩	10	最大值	3.70	—
		平均值	1.64	—
		最小值	0.86	—
角砾白云岩	12	最大值	9.42	3.36
		平均值	2.64	1.47
		最小值	0.73	0.40

注: “—”表示无数据。

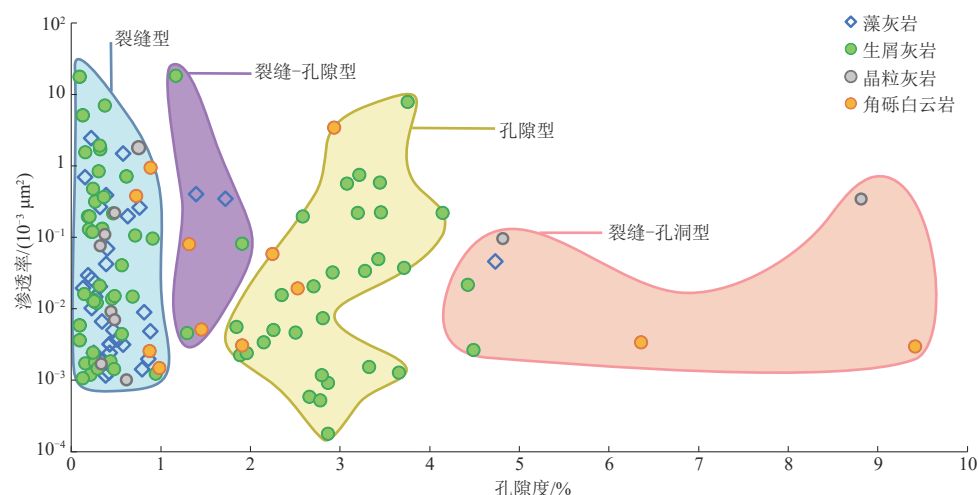


图5 川中龙女寺地区茅口组碳酸盐岩储层样品孔隙度-渗透率交汇图

Fig. 5 Porosity vs. permeability cross plot of carbonate reservoirs in the Maokou Formation, central Sichuan Basin

(图6a,c),灰岩与硅质白云岩储层孔喉半径分布呈双峰型(图6b)。白云岩储层具有不同压汞测试参数和曲线类型特征,指示研究区白云岩储层具有不同的孔喉结构特征。根据孔喉半径分布特征,可将白云岩样品划分为2种类型,分别为A类(偏细单峰型)和B类(偏粗单峰型);灰岩与硅质白云岩样品称为C类样品。

A类:有3块样品,均为细晶白云岩,孔喉半径分

布范围相对集中,为明显的单峰特征(图6a),喉道类型以孔隙缩小型喉道和管束状喉道为主,反映了此类样品总体特征为孔喉半径小(峰值分布范围为0.10~2.50 μm,平均值为1.00 μm)、孔隙连通性差(图6d)。此类样品平均门槛压力2.2 MPa,平均中值压力22.7 MPa,平均最大进汞饱和度87.7%,平均残留汞饱和度39.0%,平均最大孔喉半径1.72 μm,平均中值孔

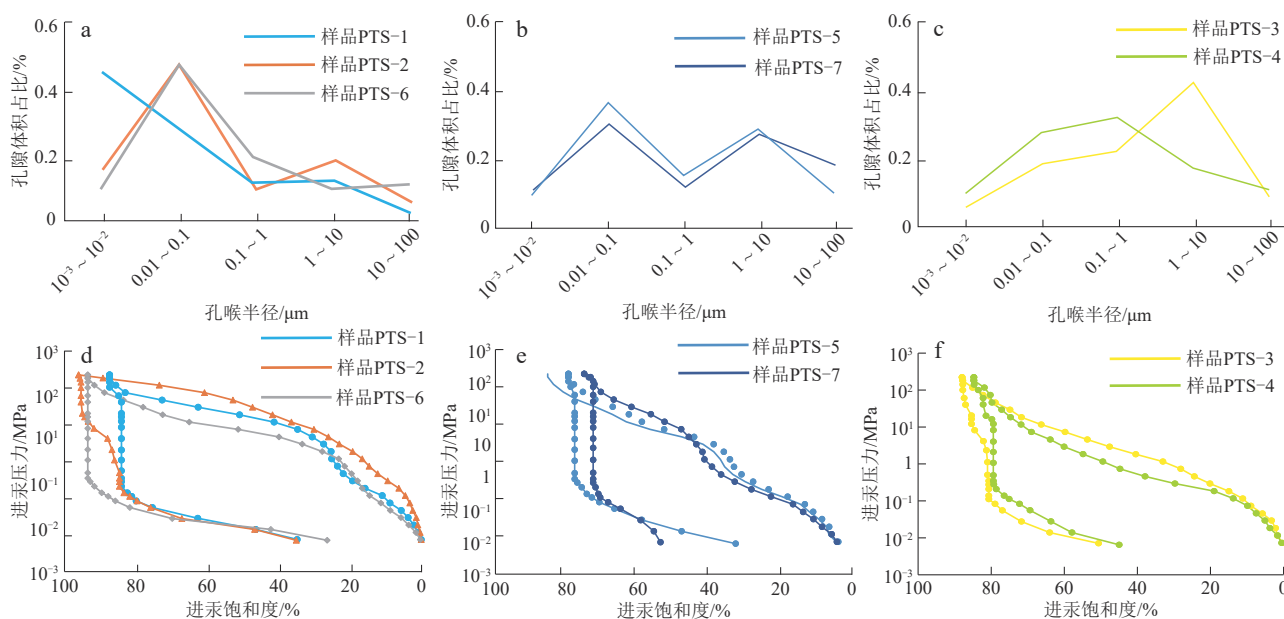


图6 川中龙女寺地区茅口组储层样品毛细管压力曲线特征

Fig. 6 Capillary pressure curves of reservoirs in the Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin

a. A类样品孔喉半径-孔隙体积演化曲线;b. B类样品孔喉半径-孔隙体积演化曲线;c. C类样品孔喉半径-孔隙体积演化曲线;d. A类样品进汞饱和度和进汞压力演化曲线;e. B类样品进汞饱和度和进汞压力演化曲线;f. C类样品进汞饱和度和进汞压力演化曲线

样品PTS-1. 粗晶白云岩,二崖剖面,茅二段;样品PTS-2. 粗晶白云岩,二崖剖面,茅二段;样品PTS-3. 中晶白云岩,GC2井,茅三段,埋深4 599.28 m;样品PTS-4. 中晶白云岩,GC2井,茅三段,埋深4 591.40 m;样品PTS-5. 硅质白云岩,GC2井,茅三段,埋深4 605.60 m;样品PTS-6. 粗晶白云岩,GC2井,茅三段,埋深4 594.57 m;样品PTS-7. 珊瑚灰岩,PS12井,茅二段,埋深4 934.55 m

喉半径 $0.09\ \mu\text{m}$, 平均均值系数 12.13, 平均孔隙度 2.75%。只有 2 块样品取得了渗透率值, 平均渗透率值为 $2.38 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, 孔隙类型主要为晶间(溶)孔和溶/裂缝。

B类: 1 块灰岩样品与 1 块硅质白云岩样品的孔隙结构分布呈现出明显的双峰特征, 表明其具有双重喉道结构, 孔喉半径分布范围较宽, 排驱压力中等(图 6d), 孔喉半径峰值分布范围为 $0.25 \sim 6.25\ \mu\text{m}$, 平均值 $3.25\ \mu\text{m}$, 喉道类型以片状喉道和孔隙缩小型喉道为主, 平均门槛压力 0.82 MPa, 平均中值压力 4.46 MPa, 平均最大进汞饱和度 87.05%, 平均残留汞饱和度 35.09%, 平均最大孔喉半径 $2.69\ \mu\text{m}$, 平均中值孔喉半径 $0.06\ \mu\text{m}$, 平均均值系数 10.50, 平均孔隙度 2.22%, 样品非均质性强。

C类: 有 2 块样品, 均为粗晶白云岩, 孔喉半径分布虽也具有单峰特征(图 6c), 但其峰值较 A 类略偏高, 且分布范围较宽, 为 $2.50 \sim 4.01\ \mu\text{m}$, 平均值为 $3.25\ \mu\text{m}$ 。其喉道类型以管束状喉道和片状喉道为主。此类样品平均门槛压力 1.2 MPa, 平均中值压力 6.8 MPa, 平均最大进汞饱和度 82.3%, 平均残留汞饱和度 44.3%, 平均最大孔喉半径 $4.00\ \mu\text{m}$, 平均中值孔喉半径 $0.04\ \mu\text{m}$, 平均均值系数 10.20, 平均孔隙度 2.7%(图 6f), C 类样品发育溶蚀孔洞和裂缝, 未获得渗透率值。

综合孔喉分布特征及相关参数, C 类样品具有溶蚀孔洞和裂缝较为发育、孔隙度高、排驱压力低、分选较好、孔喉半径分布呈单峰、孔喉半径峰值较大和进汞饱和度较高的特点, 反映 C 类样品储集空间发育、孔隙连通性较好、孔喉分布较均一、孔喉半径较大及束缚水饱和度较低的孔隙结构特征。

3.5 地球化学特征

在白云岩储层的矿物学与岩石学特征分析的基础上, 利用碳、氧同位素和稀土元素对白云岩储层的地球化学特征进行分析。

3.5.1 碳、氧同位素特征

碳、氧同位素组成和变化特征是开展碳酸盐岩沉积和成岩环境示踪的重要手段之一^[38], 二叠纪海水中碳、氧同位素值($\delta^{13}\text{C}$, $\delta^{18}\text{O}$)分布范围分别在 $0 \sim 5\ ‰$ 和 $-7.2\ ‰ \sim -2.5\ ‰$ ^[39](图 7)。所有样品碳同位素值均处于同期海水分布范围之内, 部分泥晶生屑灰岩和晶粒白云岩较同期海水的氧同位素偏负, 全部角砾白云岩和鞍状白云岩样品较同期海水的氧同位素偏负。

川中龙女寺地区茅口组泥晶生屑灰岩样品碳同位

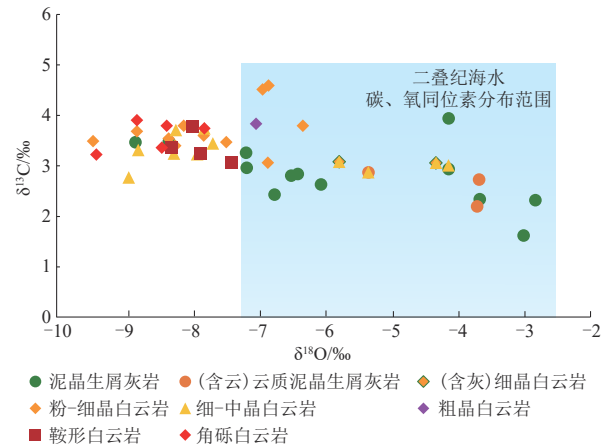


图7 川中龙女寺地区茅口组碳酸盐岩碳、氧同位素特征
(部分数据引自文献[40-41])

Fig. 7 Carbon and oxygen isotope characteristics of carbonate rocks in the Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin (partial data from references [40-41])

素值分布范围为 $1.62\ ‰ \sim 3.94\ ‰$, 平均值为 $2.79\ ‰$; (含云)云质泥晶生屑灰岩样品碳同位素值分布范围为 $2.20\ ‰ \sim 2.87\ ‰$, 平均值为 $2.60\ ‰$; (含灰)细晶白云岩碳同位素值分布范围为 $3.01\ ‰ \sim 3.06\ ‰$, 平均值为 $3.04\ ‰$; 粉-细晶白云岩碳同位素值分布范围为 $3.06\ ‰ \sim 4.59\ ‰$, 平均值为 $3.72\ ‰$; 细-中晶白云岩的碳同位素值分布范围为 $2.77\ ‰ \sim 3.74\ ‰$, 平均值为 $3.24\ ‰$; 粗晶白云岩碳同位素值为 $3.83\ ‰$; 鞍状白云岩碳同位素值分布范围为 $3.06\ ‰ \sim 3.78\ ‰$, 平均值为 $3.37\ ‰$; 角砾白云岩碳同位素值分布范围为 $3.22\ ‰ \sim 3.90\ ‰$, 平均值为 $3.60\ ‰$ 。

泥晶生屑灰岩样品氧同位素值分布范围为 $-8.81\ ‰ \sim -2.77\ ‰$, 平均值为 $-5.62\ ‰$; (含云)云质泥晶生屑灰岩样品氧同位素值分布范围为 $-5.29\ ‰ \sim -3.62\ ‰$, 平均值为 $-4.18\ ‰$; (含灰)细晶白云岩氧同位素值分布范围为 $-5.73\ ‰ \sim -4.08\ ‰$, 平均值为 $-4.69\ ‰$; 粉-细晶白云岩氧同位素值分布范围为 $-9.45\ ‰ \sim -6.28\ ‰$, 平均值为 $-7.71\ ‰$; 细-中晶白云岩的氧同位素值分布范围为 $-8.91\ ‰ \sim -4.08\ ‰$, 平均值为 $-7.03\ ‰$; 粗晶白云岩氧同位素值为 $-6.99\ ‰$; 鞍状白云岩氧同位素值分布范围为 $-8.27\ ‰ \sim -7.37\ ‰$, 平均值为 $-7.86\ ‰$; 角砾白云岩氧同位素值分布范围为 $-9.40\ ‰ \sim -7.77\ ‰$, 平均值为 $-8.54\ ‰$ 。

3.5.2 稀土元素特征

稀土元素具有稳定的地球化学性质, 碳酸盐岩周围水体达到元素和同位素平衡时, 其元素含量和同位素组成能够指示当时沉积水体的性质和物理-化学过

程,沉积矿物常保留其母源流体的REE配分模式^[42-43],正常海源流体形成的白云岩的稀土元素含量分布一般具有La正异常、Y正异常和Ce亏损的特征。

研究区GC2井、MX039-H1井和GT2井茅口组白云岩的稀土元素总量相对偏低,为了消除元素奇偶效应,更加直观地表示稀土元素含量(用元素符号表示)与分馏特征,通常使用共同参照标准的稀土元素数据对岩石样品的稀土元素含量数据进行标准化(用元素符号加下标“N”表示),并做如下处理:

① 以 La_N/Sm_N 代替 $LREE_N/MREE_N$, La_N/Yb_N 代替 $LREE_N/HREE_N$ 以及 Sm_N/Yb_N 代替 $MREE_N/HREE_N$,计算后得到 $LREE/MREE$ 值和 $LREE/HREE$ 值,粉-细晶白云岩的轻稀土相对富集、粗晶白云岩和角砾白云岩的稀土元素特征呈现出重稀土相对富集的特征。

② 依据公式(1)(公式引自文献^[44-45],元素含量比值及异常值见表2)分析La异常情况,粉-细晶白云岩的 La/La^* (La^* 表示用Pr和Nd两个元素计算的La异常值)值均大于1,粗晶白云岩的 La/La^* 值一般大于1但存在2个样品的 La/La^* 值小于1,角砾白云岩的 La/La^* 值大于1,样品 La/La^* 值具有明显的正异常特征。

③ 依据公式(2)分析Ce异常情况,粉-细晶白云岩的 δCe [δCe 是表示铈(Ce)异常]值均小于1,粗晶白

云岩的 δCe 值均小于1,角砾白云岩的 Ce/Ce^* 值均小于1,样品的 δCe 具有明显的负异常。

④ 依据公式(3)分析Eu异常情况,2个粉-细晶白云岩的 δEu 值大于1,其余样品的 δEu (δEu 代表 Eu/Eu^*)值小于1,粗晶白云岩的 δEu 值均大于1,角砾白云岩角砾部分的 δEu 值均大于1,角砾白云岩基质部分 δEu 值均小于1。

⑤ Y/Ho 值均大于30。

$$La^*=Pr_N \times (Pr_N/Nd_N)^2 \quad (1)$$

$$Ce^*=(La_N \times Pr_N)^{1/2} \quad (2)$$

$$Eu^*=(Sm_N \times Gd_N)^{1/2} \quad (3)$$

根据标准化后的样品均的稀土元素配分特征(图8),粉-细晶白云岩和角砾白云岩基质部分的稀土配分模式相对平缓,角砾白云岩角砾部分与粗晶白云岩呈现出明显的Eu正异常,指示热液流体对后2类样品有改造作用,对粉-细晶白云岩和角砾白云岩基质部分影响较小。

3.5.3 包裹体特征

前人对GC2井茅口组白云岩样品的流体包裹体特征开展了分析^[46-49]。研究结果表明川中地区茅口组白云岩储层包裹体较为发育,其均一温度变化范围较大,介于104~198℃,流体包裹体具有多期次

表2 川中龙女寺地区茅口组储层白云岩的稀土元素含量比值及其异常

Table 2 REE ratios and anomalies of dolomites in reservoirs in the Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin

样品名称	井号	岩性	深度/m	层位	La/La*	Ce/Ce*	Eu/Eu*	Pr/Pr*	Gd/Gd*	Y/Ho	LREE/MREE	LREE/HREE	MREE/HREE
REE-1	GC2	角砾白云岩角砾部分	4 614.92	茅三段	2.13	0.84	1.08	0.90	1.15	57.75	1.11	1.13	1.02
REE-2	GC2	角砾白云岩角砾部分	4 598.33	茅三段	1.21	0.77	2.32	1.08	1.05	50.25	1.34	2.35	1.75
REE-3	GC2	角砾白云岩角砾部分	4 605.10	茅三段	1.52	0.55	3.62	1.18	1.11	53.33	1.02	1.12	1.10
REE-4	GC2	角砾白云岩基质部分	4 608.78	茅三段	1.74	0.56	0.99	1.14	1.02	67.00	1.36	1.97	1.45
REE-5	GC2	角砾白云岩角砾部分	4 597.93	茅三段	1.19	0.68	3.00	1.16	1.04	52.00	1.11	1.79	1.62
REE-6	MX039-H1	粗晶白云岩	4 486.31	茅二段	1.24	0.85	12.90	1.02	0.88	30.00	1.45	2.21	1.52
REE-7	MX039-H1	角砾白云岩角砾部分	4 485.12	茅二段	1.27	0.86	5.89	1.02	0.78	31.00	1.38	1.40	1.02
REE-8	MX039-H1	粗晶白云岩	4 483.64	茅二段	0.84	0.95	1.28	1.07	0.99	38.50	0.86	0.96	1.12
REE-9	MX039-H1	粗晶白云岩	4 484.43	茅二段	0.86	0.96	1.88	1.06	0.92	42.00	0.86	0.87	1.02
REE-10	MX039-H1	粗晶白云岩	4 487.01	茅二段	1.32	0.80	18.88	1.04	1.12	47.00	2.07	2.10	1.02
REE-11	MX039-H1	角砾白云岩角砾部分	4 480.09	茅二段	1.19	0.91	9.42	1.00	0.78	53.00	1.13	0.57	0.51
REE-12	MX039-H1	粉-细晶白云岩	4 479.63	茅二段	1.21	0.89	0.94	1.01	0.92	33.50	0.84	0.43	0.51
REE-13	MX039-H1	粉-细晶白云岩	4 482.31	茅二段	1.38	0.87	3.34	0.99	0.98	43.25	0.96	0.61	0.64
REE-15	MX039-H1	粉-细晶白云岩	4 482.10	茅二段	1.10	0.83	0.90	1.07	1.01	57.25	0.77	0.30	0.39
REE-16	GT2	粗晶白云岩	4 705.61	茅三段	1.41	0.61	2.48	1.15	1.20	50.67	1.06	0.77	0.73
REE-17	GT2	角砾白云岩角砾部分	4 705.00	茅三段	1.27	0.66	5.44	1.15	0.82	39.00	1.11	0.85	0.76
REE-18	GT2	粉-细晶白云岩	4 705.00	茅三段	1.56	0.57	1.18	1.16	0.86	47.00	1.03	0.64	0.62
REE-19	GT2	粗晶白云岩	4 717.68	茅三段	1.77	0.73	2.11	0.99	0.97	43.00	0.73	0.49	0.68
REE-20	GT2	角砾白云岩角砾部分	4 711.83	茅三段	1.43	0.52	2.04	1.24	1.40	49.50	1.26	0.77	0.61

注:*指元素异常。

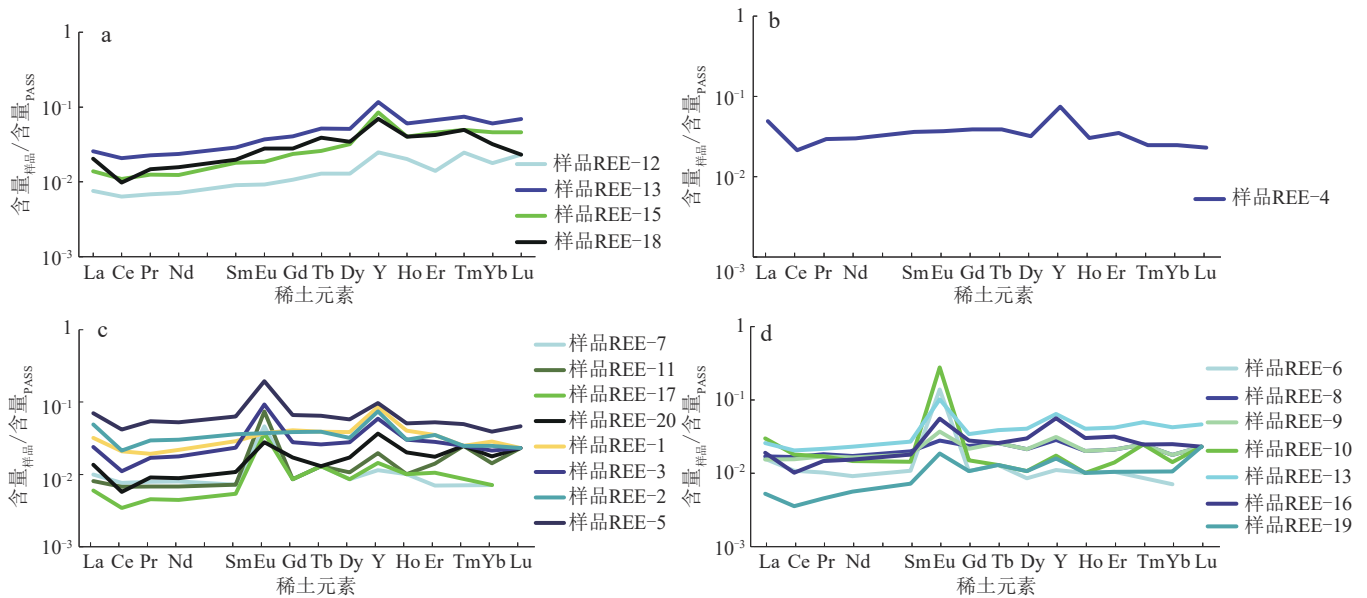


图8 川中龙女寺地区二叠系茅口组白云岩PAAS标准化后的REE+Y配分模式

Fig. 8 PAAS-normalized REE+Y partitioning model of dolomites in the Permian Maokou Formation, central Sichuan Basin

a, d. 粉-细晶白云岩; b, c. 角砾白云岩角砾部分

以及同一样品中发育多个温度差异较大的流体包裹体等特征。

4 储层发育控制因素

4.1 沉积作用对储层的影响

高能滩为龙女寺地区茅二段白云岩储层提供了物质基础,控制了研究区茅口组白云岩储层的分布位置,即茅二下亚段白云岩储层主要分布于MX39井—MX56井—MX147井区域,整体呈北西—南东向展布;茅三段白云岩储层主要分布于GC2井区域,横向连续性较差。

众多研究表明,沉积过程控制着储层的初始孔隙分布和形态^[49],四川盆地在茅口组沉积期主要为碳酸盐台地沉积环境,自茅二段沉积期开始局部发育高能滩体^[6, 16]。龙女寺地区茅二段沉积期生物繁盛,为稳定的开阔台地环境,台内隆起带局部发育台内浅滩^[21],滩体北西—南东向分布。生屑灰岩和砂屑灰岩等颗粒滩沉积物具有良好的物质基础,原始晶间孔/粒间孔较为发育,白云石化后形成的储集岩保留了一定的原始孔隙。

对研究区内101口井茅二下亚段的储层厚度和录井岩性等资料进行统计分析,结果表明,高能滩沉积多为白云岩,且白云岩分布与颗粒滩分布^[9]具有较高的一致性(图9)。

4.2 成岩作用对储层的影响

4.2.1 白云石化作用

研究区茅口组储层的主要岩石类型为白云岩,碳酸盐岩发生白云石化作用可以为储层提供更加稳定的骨架基础。根据宏观和微观特征综合分析,龙女寺地区茅口组白云岩的白云石化作用可以划分为3期。

准同生期白云石化作用:该时期形成的粉晶白云石和拟晶白云石构成灰质白云岩和白云质灰岩,为储层提供了稳定的岩石骨架,但其规模相对有限,仅在MX53井茅二下亚段发育少量粉晶白云岩。

成岩期白云石化作用:沉积物受峨眉山大火成岩省大规模火山喷发、岩浆溢流和华蓥山断裂带中发生的大规模火山侵位^[51]影响,四川盆地二叠纪晚期异常高的热流值为白云石化作用的进行提供了动力条件,同时异常高的热力场导致茅二段不稳定的文石等饱含同期海水的沉积物迅速发生白云石化作用,形成排列紧密、白云石呈镶嵌状的粉-细晶白云岩(图10a),常保留(残余)颗粒结构、阴极发光下发光程度较弱呈暗红色(图10b—d),其氧同位素偏负、稀土配分模式平缓(图8a)以及包裹体温度^[41, 46-49]高于正常海水温度,此阶段的白云石化作用在同生—准同生白云石化的基础上进一步为储层的形成提供稳定的白云岩骨架。

热液白云石化作用:受构造断裂的影响,热液流体

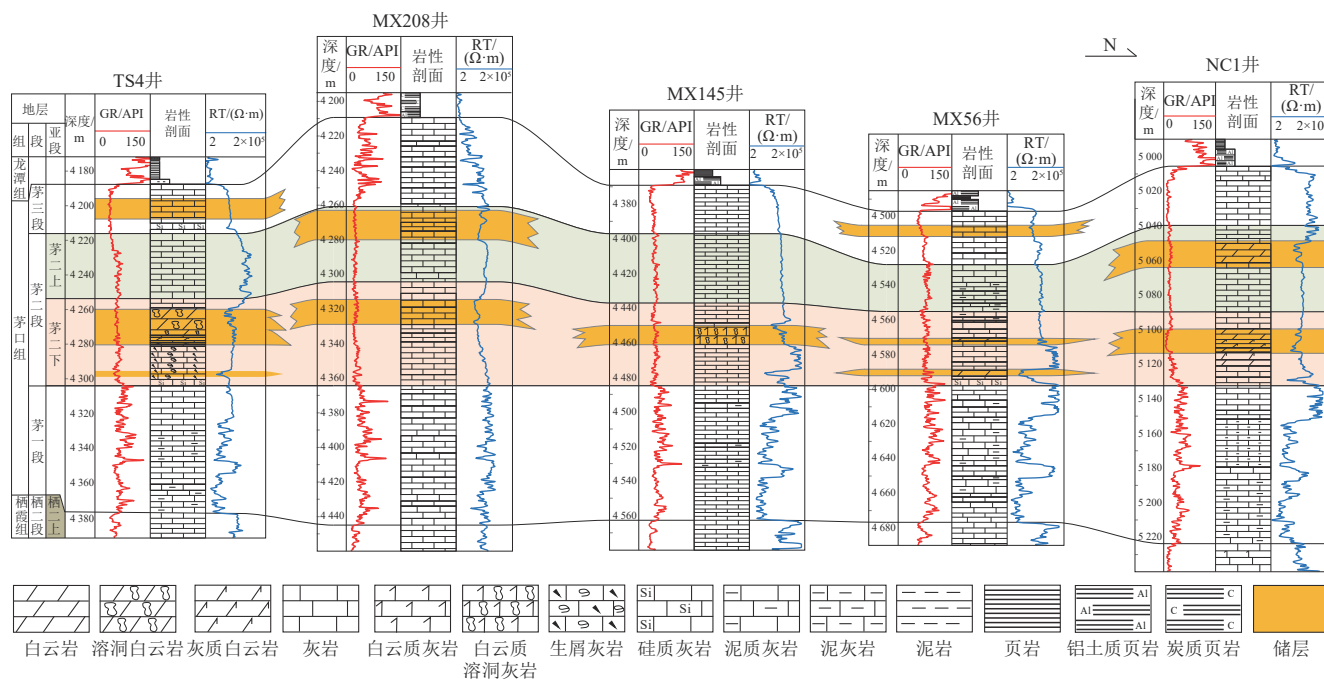


图9 川中龙女寺地区茅口组储层连井对比剖面(茅二段底拉平,剖面位置见图1b)

Fig. 9 Cross-well correlation of reservoirs in the Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin (bottom of the 2nd member of the Maokou Formation flattened, see Fig. 1 for the section location)

沿断层上涌,对储层进行改造。一方面对已经形成的粉-细晶白云岩进行改造,促使其重结晶,形成具有雾心亮边结构、氧同位素明显偏负和Eu明显正异常的粗-中晶白云岩(图2m)。另一方面在缝洞中充填鞍状白云石(图2f),降低储层孔隙度,常见黄铁矿与石英等热液矿物与热液白云石相伴生(图10e),鞍状白云石氧同位素值较同期海水明显偏负(图7)。

准同生期-成岩期白云石化作用形成的粉-细晶白云岩储层物性明显优于灰岩储层,有利于储层的形成与保存(图5);后期热液白云石化作用以破坏性为主,促使先期形成的白云石重结晶、充填储集空间,降低储层物性(图6)。

4.2.2 溶蚀作用

溶蚀作用对储集空间具有扩充作用,可分为组构选择性溶蚀和非组构选择性溶蚀,溶蚀流体主要为大气淡水、有机酸和热液流体3种。①组构选择性溶蚀主要表现为准同生期-成岩早期的大气淡水对以不稳定文石为主要成分的颗粒进行的选择性溶蚀,形成粒内孔和铸模孔。②非组构选择性溶蚀可以根据溶蚀流体的不同划分为热液溶蚀、有机酸溶蚀和表生期大气淡水溶蚀3种。热液溶蚀以黄铁矿和石英等自生热液矿物的伴生为识别依据(图10e),主要表现为沿先期孔洞边缘的扩溶,阴极发光下热液溶蚀边缘区域较基

质部分的阴极发光强度有所增强;有机酸溶蚀程度较弱,常与油气充注伴生。

表生期大气淡水溶蚀形成不规则溶蚀体系,对研究区茅口组储集空间的形成具有重要意义,岩溶作用形成的溶孔和溶洞等储集空间使茅口组具有良好的储集能力和孔、渗条件。该阶段是形成龙女寺地区茅口组角砾白云岩优质储层的重要成岩作用之一。东吴运动时期,四川盆地大部分地区茅口组处于暴露剥蚀状态,龙女寺地区受到表生成岩作用的影响,研究区茅四段被完全剥蚀,茅三段(残余)厚度小于100 m,茅口组残余厚度介于180~260 m,江青春等(2012)认为东吴运动时期的岩溶作用垂向上可以影响到茅口组之下的栖霞组。区内MX145井和MX208井等26口钻井在茅口组发生钻井井漏,井漏显示层段最厚达15 m。

4.2.3 胶结作用

胶结作用破坏原始沉积形成的孔隙,是研究区主要的破坏性成岩作用之一(图10f),可使原生孔隙度降低20%以上^[52]。研究区发育的主要胶结矿物有方解石和白云石。①方解石胶结物一般可划分为2个或2个以上世代,栉壳状和马牙状方解石胶结物紧密排列于颗粒周缘,粒状镶嵌方解石胶结物分布于其外缘(图10c);②(残余)颗粒白云岩中的胶结物一般可划分3个世代,依次为颗粒边缘的泥晶白云石、排列相对

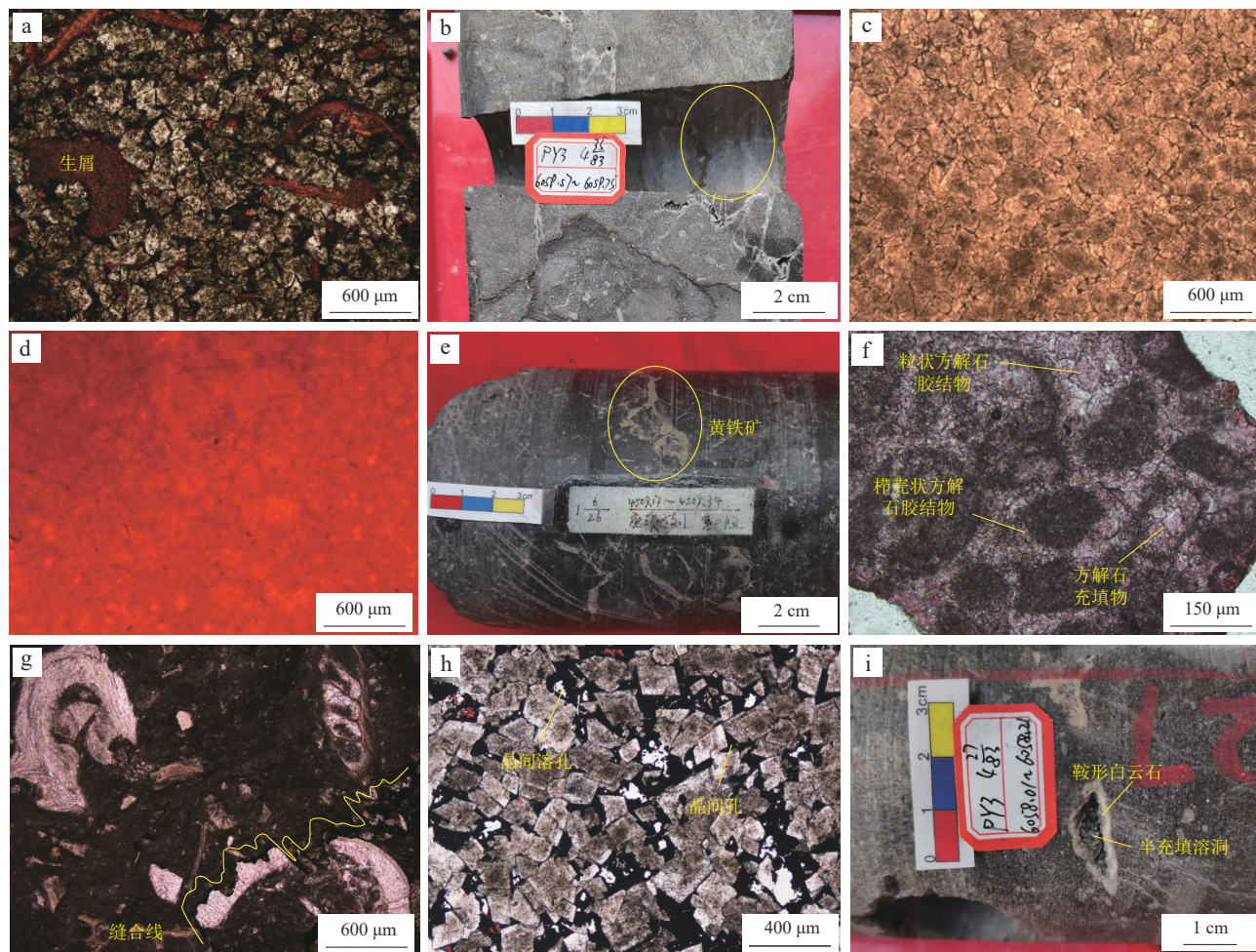


图10 川中龙女寺地区茅口组储层成岩作用显微照片

Fig. 10 Charts showing the diagenesis of reservoirs in the Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin

- a. 灰质白云岩,白云石晶粒为粉晶级,晶粒直径大小介于100~250 μm,镶嵌状接触,PS12井,茅二段,埋深5 906.84 m,茜素红染色的岩屑薄片(-);
 b. 粉-细晶白云岩,PY3井,埋深6 659.57 m,岩心照片(黄色圈中为图c,d阴极发光薄片磨制位置);c,d. 粉-细晶白云岩,主体发暗红色光,整体发光区别不大,不具备多期次性,PY3井,埋深6 659.57 m,阴极发光(-);e. 充填作用,弥散状分布的黄铁矿充填溶缝,MX56井,茅二段,埋深4 508.17 m,岩心照片;f. 亮晶颗粒灰岩中的胶结作用,PS12井,茅二段,埋深5 932.60 m,茜素红染色的岩屑薄片(-);g. 发育压溶作用形成的缝合线,泥晶颗粒灰岩,PS12井,茅二段,埋深4 940.25 m,茜素红染色的岩屑薄片(-);h. 白云石化作用,白云石具有雾心亮边结构,发育晶间孔和晶间溶孔,晶粒白云岩,MX39井,茅二段,埋深4 429.00 m,茜素红染色的岩屑薄片(-);i. 充填作用,鞍状白云石充填溶洞,晶粒白云岩,PY3井,茅二段,埋深6 058.01 m,岩心照片

疏松的栉壳状白云石和粒状亮晶方解石。

4.2.4 充填作用

充填作用削弱了茅口组储层的储集能力,增强其非均质性,孔、洞、缝中的充填物主要包括方解石、异形白云石、石英、黄铁矿和沥青等(图2f,图10e,图10g—i)。

4.3 构造作用对储层的影响

构造作用对储层的影响具有多样性,一方面增加了储层的储集空间类型,扩充储集空间容量,另一方面构造作用形成的断层和裂缝为热液流体提供了通道。这些流体进入储层后沉淀出大量方解石,不仅减小了储集空间容量,还增强了储层的非均质性。

二叠纪以来的多期构造运动使得茅口组中断层和裂缝较为发育^[50]。川中磨溪-高石梯地区二叠系地层受到晚二叠世大型走滑断层影响^[12-13, 51],形成少量花状构造、雁列构造和高角度裂缝^[53-55],地层错断形成的断层空腔和裂缝扩充了储集空间类型和容量,增强了储层时空展布的非均质性;高角度裂缝沟通了岩溶体系,饱气带不断向下延伸^[56],使岩溶作用影响到茅二段地层,溶蚀扩大断层空腔和裂缝,增加储集空间,形成溶洞和溶缝,改善储集性。同时深部热液可以沿断层上涌,在孔洞中充填鞍状白云石等热液矿物,削弱茅口组储层的储集能力。溶蚀作用与构造断裂作用对储层进行叠加改造,增强储层的非均质性(图11)。

在MX145井和MX039-H1井等无阻流量较高的

茅二段储层中,发育大量的晶体自形程度较高、明亮和具有明显双晶纹的方解石矿物,大部分双晶纹宽度大于 $10\ \mu\text{m}$,其形成温度一般大于 $200\ ^\circ\text{C}$ ^[57-58]。结合刘建强等^[15]的研究结果,本文认为川中地区茅口组埋藏经历的最高温度是低于 $200\ ^\circ\text{C}$ 的。分析认为龙女寺地区茅口组受到了温度超过 $200\ ^\circ\text{C}$ 的构造-热液作用改造,热液流体沿断裂向上运移,进入到茅口组里面的裂缝和孔洞中沉淀形成了具有宽双晶纹特征的方解石、鞍状白云石和石英等热液矿物,致使储层物性变差。

龙女寺地区茅口组储层经历了差异沉积作用、准同生白云石化作用、埋藏白云石化作用和表生岩溶作用等多期次复杂的成岩作用;受到海西期和印支期2期构造作用影响,在区内茅口组地层内形成张裂缝和闭合裂缝等。沉积作用、成岩作用与构造作用对研究区茅口组储层的形成均具有重要意义,其中构造作用对储层形成起主要控制因素。

5 角砾白云岩储层形成与演化模式

在上述储层特征研究基础上,建立了茅口组优质白云岩储层“沉积作用-白云石化作用构建骨架,岩溶作用-构造作用叠加改造”的储层形成与演化模式,认为储层主要受到了沉积作用和白云石化作用,溶蚀作用和构造断裂的叠加控制(图11)。

龙女寺地区茅二段沉积期,处于古地貌高地的颗粒滩沉积了原生孔隙很发育的颗粒灰岩,为储层的形成提供了良好的物质基础(图11a₁)。随着海平面的升降,处于古地貌高部位的颗粒滩沉积物频繁发生间歇性的短暂暴露,遭受大气淡水的淋滤溶蚀,形成一定规模的选择性溶孔(图2g);相对海平面较低时,古地貌高部位海水中 Mg^{2+} 逐渐富集,滩相沉积物发生小规模准同生白云石化作用,为储层提供相对稳定的骨架。二叠纪不断活动的峨眉山大火成岩省使扬子台地及周缘地区具有异常高的古热流值^[53],在异常高的古地温作用下,滩相沉积物发生不完全的白云石化作用(图11a₂)形成灰质白云岩(图10a),为储层的形成与保存提供了孔隙发育较好的岩石骨架基础,而滩间沉积物大量保留原始沉积结构,孔隙发育相对较差,白云石化程度较弱。随后研究区稳定下沉并接受沉积,形成茅三段和茅四段地层(图11b),先期沉积的茅二段沉积物随着埋深的增加,孔隙度不断降低,形成缝合线构造(图10g)。东吴运动时期,龙女寺地区发生构造抬升遭受剥蚀,茅四段全段、茅三段大部分被剥蚀,岩溶作用和构造破裂作用对龙女寺地区的茅二段储层叠加改造(图11c),大气

淡水沿断裂面以及裂缝进入茅口组内部,不断对其进行溶蚀,在滩相沉积物内部形成纵横向立体溶蚀体系(图11c₁),局部发育受构造作用-溶蚀作用共同影响形成的角砾白云岩,生成大量储集空间,岩溶流体对滩间泥晶灰岩影响相对较弱。断层沟通了深部地层和茅二段岩溶体系,深部热液流体沿断层垂向运移至茅二段地层,在茅二段岩溶体系中沉淀出鞍状白云石(图11c₂)、宽双晶纹方解石、黄铁矿(图10e)和石英等热液矿物,一定程度上削弱了茅口组角砾白云岩的储集能力。

高能环境下的滩相沉积物受多期次白云石化作用、表生岩溶作用和构造作用的强烈改造(图11),是优质储层的主要发育区域,未完全充填的岩溶缝洞是良好的油气储集空间(图2f)。

6 结论

1) 龙女寺地区茅口组储层主要岩石类型为晶粒白云岩、角砾白云岩和颗粒灰岩;储集空间类型多样,以晶间孔、非选择性溶孔和溶洞为主;储层类型包括孔隙型、裂缝型、裂缝-孔隙型和裂缝-孔洞型4种,裂缝-孔洞型储层为研究区最优势的储层类型;厘定偏粗单峰型、偏细单峰型和双峰型3种储层孔隙结构类型,具有偏粗单峰型孔喉结构特征的晶粒白云岩为相对有利的储集岩类型。

2) 龙女寺地区茅口组白云岩储层白云石化作用可以划分为准同生期、成岩期和热液影响3个阶段;结合宽双晶纹方解石等充填物的矿物学特征,明确研究区茅口组受到多期热液流体改造,且某期或某几期热液温度超过 $200\ ^\circ\text{C}$ 。

3) 龙女寺地区茅口组储层主要控制因素为构造断裂作用。相对高能的台内滩沉积相带是储层形成的物质基础,较滩间洼地沉积物,古地貌高地的滩相沉积物厚度大、原生孔隙度高且物性好。同生-准同生期、早成岩期和表生成岩期等多期次的成岩作用对储层叠加改造,白云石化作用为储层提供了稳定的岩石骨架,表生成岩期岩溶作用与构造作用对储层叠加改造,原生孔隙、成岩孔与多期构造运动形成的裂缝和断层空腔等共同构成茅口组的储集空间。

4) 建立龙女寺地区茅口组角砾白云岩“沉积作用-白云石化作用构建骨架,岩溶作用-构造作用叠加改造”的储层形成与演化模式,储层主要受到高能沉积相、白云石化作用、溶蚀作用和构造断裂的叠加控制。

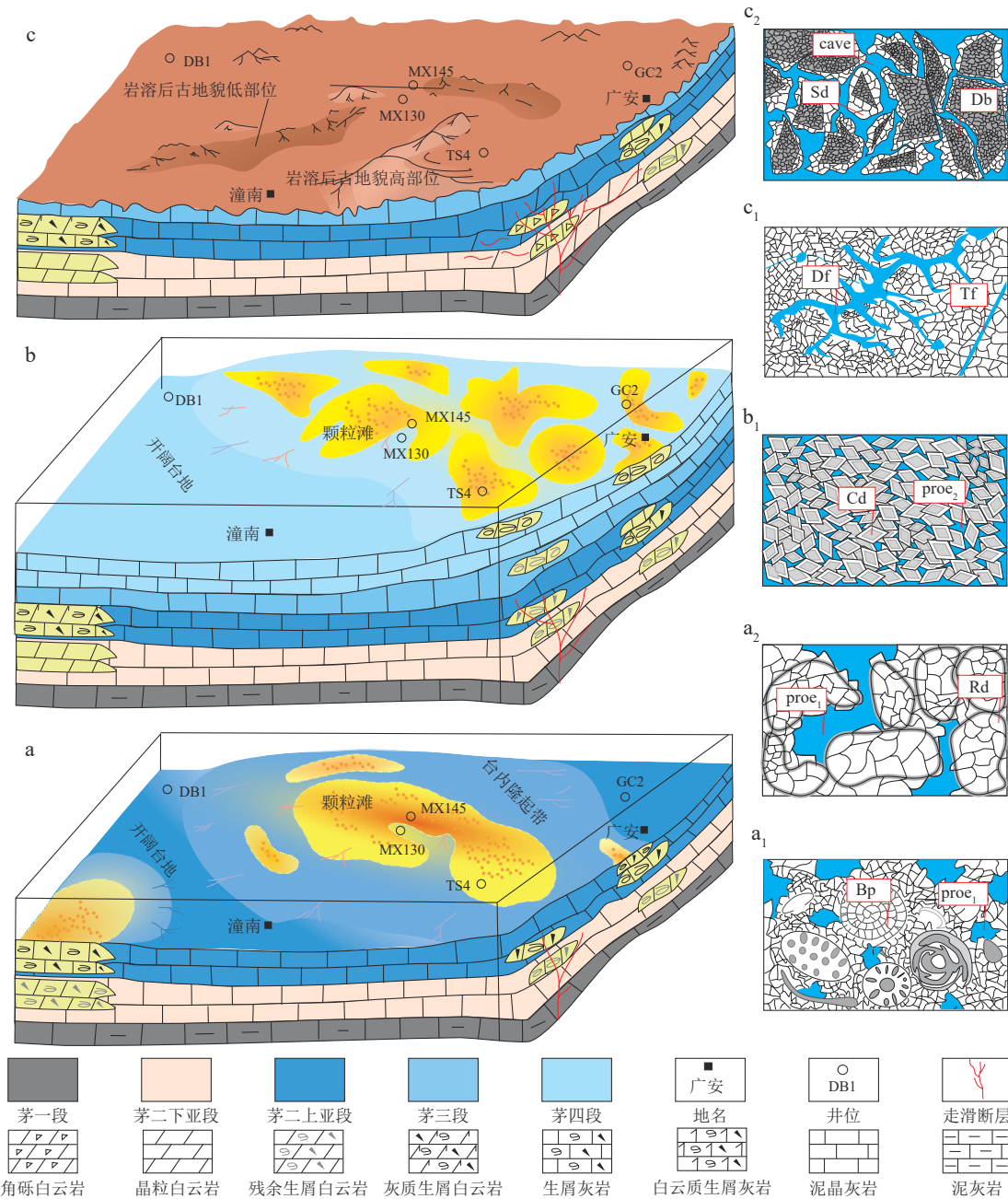


图 11 川中龙女寺地区茅口组角砾白云岩储层形成与演化模式

Fig. 11 Schematic diagram showing the formation and evolution of brecciated dolomite reservoirs in the Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin

a. 茅二段沉积期沉积相展布示意图; a₁. 颗粒灰岩的原生粒间孔; a₂. 颗粒灰岩在准同生-早成岩期发生部分或全部白云石化作用, 白云石化后保留了原生粒间孔; b. 茅口组末期沉积相展布示意图; b₁. 云质灰岩和白云岩经受埋藏白云石化作用形成晶形完好的晶粒白云岩; c. 东吴运动后茅口组岩溶差异示意图; c₁. 表生岩溶期间, 受大气淡水影响在茅口组内部形成的不规则溶缝; c₂. 构造破裂作用和表生岩溶作用等多因素协同作用形成白云岩角砾

cave. 溶洞; Sd. 鞍状白云石; Db. 白云岩角砾; Df. 溶缝; Tf. 构造缝; Cd. 晶粒白云石; Rd. 白云石化的残余颗粒; pore₁. 原生粒间孔; pore₂. 晶间孔; Bp. 生物颗粒

参 考 文 献

- [1] 杨雨, 谢继容, 赵路子, 等. 四川盆地茅口组滩相孔隙型白云岩储层天然气勘探的突破及启示——以川中北部地区JT1井天然气立体勘探为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 1-9.

YANG Yu, XIE Jirong, ZHAO Luzi, et al. Breakthrough of natural gas exploration in the beach facies porous dolomite reservoir of Middle Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and its enlightenment: A case study of the tridimensional exploration of Well JT1 in the central-northern Sichuan Basin[J].

- Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 1-9.
- [2] 韩月卿, 张军涛, 何治亮, 等. 川西中二叠统栖霞组白云岩特征与成因[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 75-88.
HAN Yueqing, ZHANG Juntao, HE Zhiliang, et al. Characteristics and genesis of the Middle Permian Qixia Formation dolostone in western Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 75-88.
- [3] 冯许魁, 杨雨, 朱亚东, 等. 四川盆地二叠纪礁滩体发育特征、分布模式及有利勘探区带[J]. 沉积与特提斯地质, 2024, 44(2): 278-294.
FENG Xukui, YANG Yu, ZHU Yadong, et al. Development characteristics, distribution patterns and favorable exploration zones of Permian reef shoals in Sichuan Basin [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2024, 44(2): 278-294.
- [4] 刘宣威, 田亚铭, 张慧, 等. 川北地区中二叠统茅二段储层特征及控制因素分析[J]. 断块油气田, 2022, 29(4): 463-468.
LIU Xuanwei, TIAN Yaming, ZHANG Hui, et al. Reservoir characteristics and its controlling factor of the second member of the Middle Permian Maokou Formation in northern Sichuan region [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(4): 463-468.
- [5] 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.
- [6] 何文渊, 白雪峰, 蒙启安, 等. 碳酸盐台内斜坡认识突破与重大发现——以川中地区中二叠统茅口组二段气藏勘探为例[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(1): 59-70.
HE Wenyuan, BAI Xuefeng, MENG Qi'an, et al. New understanding and significant discovery in the inner slope of carbonate platform: A case study of gas exploration in the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(1): 59-70.
- [7] 杨雨, 文龙, 宋泽章, 等. 川中古隆起北部蓬莱气区多层系天然气勘探突破与潜力[J]. 石油学报, 2022, 43(10): 1351-1368, 1394.
YANG Yu, WEN Long, SONG Zezhang, et al. Breakthrough and potential of natural gas exploration in multi-layer system of Penglai gas area in the north of central Sichuan paleo-uplift [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(10): 1351-1368, 1394.
- [8] 张峰, 罗少成, 李震, 等. 四川盆地茅口组岩溶缝洞型储层有效性测井评价[J]. 石油勘探技术, 2020, 48(6): 116-122.
ZHANG Feng, LUO Shaocheng, LI Zhen, et al. Logging evaluation on the effectiveness of karst fractured-vuggy reservoirs in the Maokou Formation, Sichuan Basin [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(6): 116-122.
- [9] 戴晓峰, 张明, 江青春, 等. 四川盆地中部下二叠统茅口组岩溶储集层地震预测[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 79-88.
DAI Xiaofeng, ZHANG Ming, JIANG Qingchun, et al. Karst reservoirs seismic prediction of Lower Permian Maokou Formation in central Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 79-88.
- [10] 杨丽娜, 许胜利, 魏莉, 等. 碳酸盐岩储层裂缝智能预测技术及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(4): 131-138.
- [11] 黎荣, 胡明毅, 潘仁芳, 等. 川中地区中二叠统断溶体发育特征及形成机制[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(1): 105-114.
LI Rong, HU Mingyi, PAN Renfang, et al. Development characteristics and forming mechanism of Middle Permian fault-karst carbonate reservoirs in the central Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(1): 105-114.
- [12] 管树巍, 姜华, 鲁雪松, 等. 四川盆地中部走滑断裂系统及其控油气作用[J]. 石油学报, 2022, 43(11): 1542-1557.
GUAN Shuwei, JIANG Hua, LU Xuesong, et al. Strike-slip fault system and its control on oil & gas accumulation in central Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(11): 1542-1557.
- [13] 管树巍, 梁瀚, 姜华, 等. 四川盆地中部主干走滑断裂带及伴生构造特征与演化[J]. 地质学前沿, 2022, 29(6): 252-264.
GUAN Shuwei, LIANG Han, JIANG Hua, et al. Characteristics and evolution of the main strike-slip fault belts of the central Sichuan Basin, southwestern China, and associated structures [J]. Earth Science Frontiers, 2022, 29(6): 252-264.
- [14] 胡明毅, 胡忠贵, 魏国齐, 等. 四川盆地茅口组层序岩相古地理特征及储集层预测[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 45-55.
HU Mingyi, HU Zhonggui, WEI Guoqi, et al. Sequence lithofacies paleogeography and reservoir prediction of the Maokou Formation in Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 45-55.
- [15] 刘建强, 郑浩夫, 刘波, 等. 川中地区中二叠统茅口组白云岩特征及成因机理[J]. 石油学报, 2017, 38(4): 386-398.
LIU Jianqiang, ZHENG Haofu, LIU Bo, et al. Characteristics and genetic mechanism of the dolomite in the Middle Permian Maokou Formation, central Sichuan area [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(4): 386-398.
- [16] 刘洋. 四川盆地中二叠统岩相古地理研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2020.
LIU Yang. Lithofacies and paleogeography of Middle Permian in Sichuan Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2020.
- [17] 杨帅, 陈安清, 张玺华, 等. 四川盆地二叠纪栖霞—茅口期古地理格局转换及勘探启示[J]. 沉积学报, 2021, 39(6): 1466-1477.
YANG Shuai, CHEN Anqing, ZHANG Xihua, et al. Paleogeographic transition of the Permian Chixia-Maokou period in the Sichuan Basin and indications for oil-gas exploration [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(6): 1466-1477.
- [18] 周进高, 姚根顺, 杨光, 等. 四川盆地栖霞组—茅口组岩相古地理与天然气有利勘探区带[J]. 天然气工业, 2016, 36(4): 8-15.
ZHOU Jingao, YAO Genshun, YANG Guang, et al. Lithofacies palaeogeography and favorable gas exploration zones of Qixia and Maokou Fms in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(4): 8-15.
- [19] 王文飞. 四川盆地中二叠统地层分布规律及地质意义[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
WANG Wenfei. Distribution law and geological significance of Middle Permian strata in Sichuan Basin [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [20] 何登发, 李德生, 张国伟, 等. 四川多旋回叠合盆地的形成与演化[J]. 地质科学, 2011, 46(3): 589-606.
HE Dengfa, LI Desheng, ZHANG Guowei, et al. Formation and evolution of multi-cycle superposed Sichuan Basin, China [J]. Chinese Journal of Geology, 2011, 46(3): 589-606.

- [21] 许海龙,魏国齐,贾承造,等. 乐山-龙女寺古隆起构造演化及对震旦系成藏的控制[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 406-416.
XU Hailong, WEI Guoqi, JIA Chengzao, et al. Tectonic evolution of the Leshan-Longnüsi paleo-uplift and its control on gas accumulation in the Sinian strata, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 406-416.
- [22] 江青春,胡素云,汪泽成,等. 四川盆地茅口组风化壳岩溶古地貌及勘探选区[J]. 石油学报, 2012, 33(6): 949-960.
JIANG Qingchun, HU Suyun, WANG Zecheng, et al. Paleokarst landform of the weathering crust of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin and selection of exploration regions [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(6): 949-960.
- [23] 江青春,胡素云,姜华,等. 四川盆地中二叠统茅口组地层缺失量计算及成因探讨[J]. 天然气工业, 2018, 38(1): 21-29.
JIANG Qingchun, HU Suyun, JIANG Hua, et al. Calculation and inducement of lacuna in the Mid-Permian Maokou Fm of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 21-29.
- [24] 刘宏,马腾,谭秀成,等. 表生岩溶系统中浅埋藏构造-热液白云岩成因——以四川盆地中部中二叠统茅口组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 916-927.
LIU Hong, MA Teng, TAN Xiucheng, et al. Origin of structurally controlled hydrothermal dolomite in epigenetic karst system during shallow burial: An example from Middle Permian Maokou Formation, central Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 916-927.
- [25] 印长海,师江波,郑剑锋,等. 四川盆地合川-潼南地区茅二段滩相白云岩储层特征、主控因素及勘探意义[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(1): 1-10.
YIN Changhai, SHI Jiangbo, ZHENG Jianfeng, et al. Characteristics, controlling factors, and exploration significance of beach dolomite reservoirs in the Mao'er Formation of the Hechuan-Tongnan area, Sichuan Basin [J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 2023, 42(1): 1-10.
- [26] 林怡,韩少瑞,夏茂龙,等. 川中龙女寺地区硅质岩特征及其对储层岩溶改造的影响[J]. 特种油气藏, 2023, 30(1): 41-49.
LIN Yi, HAN Shaorui, XIA Maolong, et al. Characteristics of siliceous rocks and their impact on reservoir karstification in the Longnyusi area of central Sichuan [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 41-49.
- [27] 冯磊,刘宏,谭磊,等. 岩溶古地貌恢复及油气地质意义——以四川盆地泸州地区中二叠统茅口组为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(1): 60-69.
- [28] 朱茂,黄世伟,宋叙,等. 四川盆地潼南-合川区块中二叠统白云岩储层形成主控因素与勘探区带预测[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(4): 149-161.
ZHU Mao, HUANG Shiwei, SONG Xu, et al. Main controlling factors of the Middle Permian dolomite reservoir and prediction of exploration zone in Tongnan-Hechuan block, Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(4): 149-161.
- [29] 何钊,高兆龙,李国蓉,等. 川南云锦地区茅口组储集层溶蚀期次及模式[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(5): 537-545.
HE Zhao, GAO Zhaolong, LI Guorong, et al. Karstification stages and patterns of the Maokou Formation reservoir in the Yunjin area of southern Sichuan [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(5): 537-545.
- [30] 张庄,宋晓波,苏成鹏,等. 四川盆地中二叠统茅口组一段岩石微相特征及储层成因——以华蓥山二崖剖面为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(3): 405-414.
- [31] 范建平,宋金民,刘树根,等. 四川盆地中二叠统茅一段灰岩—泥质灰岩韵律层古温度演化及驱动机制[J]. 石油实验地质, 2023, 45(4): 726-738.
FAN Jianping, SONG Jinmin, LIU Shugen, et al. Paleotemperature evolution and its driving mechanism during the formation of limestone-marl alternations in first member of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(4): 726-738.
- [32] 李大军,陈辉,陈洪德,等. 四川盆地中二叠统茅口组储层形成与古构造演化关系[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(5): 756-763.
LI Dajun, CHEN Hui, CHEN Hongde, et al. Relationship between reservoir development in the Middle Permian Maokou Formation and paleostructure evolution in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(5): 756-763.
- [33] 张庆玉,季少聪,曾韬,等. 四川盆地北部中二叠统茅口组碳酸盐岩溶蚀模拟实验与岩溶层组特征[J]. 石油实验地质, 2023, 45(1): 175-184.
ZHANG Qingyu, JI Shaocong, ZENG Tao, et al. Experimental dissolution and karst strata association of Middle Permian Maokou carbonate rocks in the northern part of Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(1): 175-184.
- [34] 方进,张连进,郑斌嵩,等. 构造作用约束下的川中龙女寺地区茅口组白云岩储层成因分析[J]. 天然气勘探与开发, 2023, 46(4): 13-26.
FANG Jin, ZHANG Lianjin, ZHENG Binsong, et al. Genesis analysis on tectonism-controlled dolomite reservoirs in Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2023, 46(4): 13-26.
- [35] 徐诗雨,祝怡,赵艾琳,等. 安岳气田磨溪145井区二叠系茅口组二段气藏新增天然气控制储量报告[R]. 成都: 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司, 2022.
XU Shiyu, ZHU Yi, ZHAO Ailin, et al. Report on the addition of natural gas reserves in the Permian Maokou Formation II gas reservoir in the Moxi 145 well area of Anyue Gas Field [R]. Chengdu: Southwest Oil and Gas Field Branch of China National Petroleum Corporation, 2022.
- [36] 王俊杰,胡勇,刘义成,等. 碳酸盐岩储层多尺度孔洞缝的识别与表征——以川西北双鱼石构造中二叠统栖霞组白云岩储层为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(3): 48-57.
WANG Junjie, HU Yong, LIU Yicheng, et al. Identification and characterization of multi-scale pores, vugs and fractures in carbonate reservoirs: A case study of the Middle Permian Qixia dolomite reservoirs in the Shuangyushi Structure of the northwestern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 48-57.
- [37] 冯曦,彭先,李隆新,等. 碳酸盐岩气藏储层非均质性对水侵差异化的影响[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 67-75.
FENG Xi, PENG Xian, LI Longxin, et al. Influence of reservoir heterogeneity on water invasion differentiation in carbonate gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 67-75.
- [38] 何治亮,赵向原,张文彪,等. 深层-超深层碳酸盐岩储层精细地质建模技术进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2023,

- 44(1): 16–33.
- HE Zhiliang, ZHAO Xiangyuan, ZHANG Wenbiao, et al. Progress and direction of geological modeling for deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(1): 16–33.
- [39] VEIZER J, ALA D, AZMY K, et al. $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ evolution of Phanerozoic seawater[J]. *Chemical Geology*, 1999, 161(1/3): 59–88.
- [40] 何文渊, 白雪峰, 蒙启安, 等. 碳酸盐台内斜坡认识突破与重大发现——以川中地区中二叠统茅口组二段气藏勘探为例[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(1): 59–70.
- HE Wenyuan, BAI Xuefeng, MENG Qi'an, et al. New understanding and significant discovery in the inner slope of carbonate platform: A case study of gas exploration in the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(1): 59–70.
- [41] 王珏博, 谷一凡, 陶艳忠, 等. 川中地区茅口组两期流体叠合控制下的白云石化模式[J]. *沉积学报*, 2016, 34(2): 236–249.
- WANG Juebo, GU Yifan, TAO Yanzhong, et al. The model of dolomitization jointly controlled by two-episode fluids in Maokou Formation in central Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2016, 34(2): 236–249.
- [42] KAWABE I, TORIUMI T, OHTA A, et al. Monoisotopic REE abundances in seawater and the origin of seawater tetrad effect[J]. *Geochemical Journal*, 1998, 32(4): 213–229.
- [43] 樊秋爽, 夏国清, 李高杰, 等. 古海洋氧化还原条件分析方法与研究进展[J]. *沉积学报*, 2022, 40(5): 1151–1171.
- FAN Qiushuang, XIA Guoqing, LI Gaojie, et al. Analytical methods and research progress of redox conditions in the paleo-ocean[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(5): 1151–1171.
- [44] TOBIA F H, AQRAWI A M. Geochemistry of rare earth elements in carbonate rocks of the Mirga Mir Formation (Lower Triassic), Kurdistan Region, Iraq[J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2016, 9(4): 259.
- [45] LAWRENCE M G, GREIG A, COLLERSON K D, et al. Rare earth element and yttrium variability in south east Queensland waterways[J]. *Aquatic Geochemistry*, 2006, 12(1): 39–72.
- [46] 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.
- [47] 陈轩, 赵文智, 张利萍, 等. 川中地区中二叠统构造热液白云岩的发现及其勘探意义[J]. *石油学报*, 2012, 33(4): 562–569.
- CHEN Xuan, ZHAO Wenzhi, ZHANG Liping, et al. Discovery and exploration significance of structure-controlled hydrothermal dolomites in the Middle Permian of the central Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(4): 562–569.
- [48] 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 Chuanshan region[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(4): 1–8.
- [49] 芦飞凡. 川中地区中二叠统白云岩成因及成岩流体示踪[D]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- LU Feifan. Genesis and diagenetic fluid tracing of Middle Permian dolomite in central Sichuan area [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [50] IBRAHEM Y, MOROZOV V P, SUDAKOV V, et al. Sedimentary diagenesis and pore characteristics for the reservoir evaluation of Domanik formations (Semiluksk and Mendymysk) in the central part of Volga-Ural petroleum province [J]. *Petroleum Research*, 2022, 7(1): 32–46.
- [51] 孙少川, 国殿斌, 李令喜, 等. 四川盆地大地热流特征及热储系统类型[J]. *天然气工业*, 2022, 42(4): 21–34.
- SUN Shaochuan, GUO Dianbin, LI Lingxi, et al. Characteristics of terrestrial heat flows and types of thermal reservoir systems in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(4): 21–34.
- [52] 徐鹏宇, 周怀来, 赵霞, 等. 基于极限学习机的碳酸盐岩储层测井评价方法——以川中北部GM区块灯二段为例[J]. *大庆石油地质与开发*, 2022, 41(6): 133–142.
- XU Pengyu, ZHOU Huilai, ZHAO Xia, et al. Well Logging Evaluation Method for Carbonate Reservoir Based on Extreme Learning Machine: Taking the Dengying Formation in the GM Block of Northern Central Sichuan as an Example [J]. *Daqing Petroleum Geology and Development*, 2022, 41(6): 133–142.
- [53] 焦方正, 杨雨, 冉崎, 等. 四川盆地中部地区走滑断层的分布与天然气勘探[J]. *天然气工业*, 2021, 41(8): 92–101.
- JIAO Fangzheng, YANG Yu, RAN Qi, et al. Distribution and gas exploration of the strike-slip faults in the central Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 92–101.
- [54] 马兵山, 梁瀚, 邬光辉, 等. 四川盆地中部地区多期次走滑断层的形成及演化[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(2): 333–345.
- MA Bingshan, LIANG Han, WU Guanghui, et al. Formation and evolution of the strike-slip faults in the central Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(2): 333–345.
- [55] 殷积峰, 谷志东, 李秋芬. 四川盆地大川中地区深层断裂发育特征及其地质意义[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(3): 376–382.
- YIN Jifeng, GU Zhidong, LI Qiufen. Characteristics of deep-rooted faults and their geological significances in Dachuanzhong area, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(3): 376–382.
- [56] 范存辉, 王喜华, 杨西燕. 普通地质学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2018: 151–169.
- FAN Cunhui, WANG Xihua, YANG Xiyan. Physical geology [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2018: 151–169.
- [57] FERRILL D A, MORRIS A P, EVANS M A, et al. Calcite twin morphology: A low-temperature deformation geothermometer [J]. *Journal of Structural Geology*, 2004, 26(8): 1521–1529.
- [58] 汤政. 区域构造演化及其对阳泉矿区构造发育的控制机理[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2018.
- TANG Zheng. The regional tectonic evolution and its control mechanism for structural development in Yangquan coalfield [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2018.