

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

张庆玉^{1,2}, 季少聪^{1,2}, 曾 韬³, 夏文谦³, 巴俊杰^{1,2}, 董红琪^{1,2}, 梁 彬^{1,2}

1. 中国地质科学院 岩溶地质研究所/自然资源部广西岩溶动力学重点实验室, 广西 桂林 541004;

2. 联合国教科文组织国际岩溶研究中心/岩溶动力系统与全球变化国际联合研究中心, 广西 桂林 541004;

3. 中国石化 勘探分公司, 成都 610041

摘要:四川盆地北部中二叠统茅口组岩溶储层发育, 是该区重要储层类型之一。基于野外露头、钻井岩心资料, 采用宏观与微观结合的方法, 根据薄片鉴定、扫描电镜、主微量元素等资料、辅以溶蚀模拟实验等技术方法, 对四川盆地北部茅口组岩溶层组特征进行了研究。该区茅口组一段以泥质灰岩、生屑泥晶灰岩为主, 酸不溶物含量较高; 茅二段、茅三段以泥晶生屑灰岩、亮晶生屑灰岩为主, 酸不溶物含量较低。溶蚀模拟实验结果表明, 碳酸盐矿物类型、化学成分等是影响茅口组岩石可溶性的主要因素, 样品溶蚀速率、溶液离子浓度及微观溶蚀变化特征均表现为生屑灰岩>泥晶灰岩>白云岩>泥质灰岩。茅口组岩溶层组类型可划分为 2 类 3 型 9 亚型, 不同岩溶层组类型岩溶作用条件、岩溶化程度不同, 缝洞型岩溶储层发育规模也存在差异。

关键词:溶蚀模拟实验; 岩溶层组; 岩溶储层; 茅口组; 二叠系; 四川盆地

中图分类号: TE122.221

文献标识码: A

Experimental dissolution and karst strata association of Middle Permian Maokou carbonate rocks in the northern part of Sichuan Basin

ZHANG Qingyu^{1,2}, JI Shaocong^{1,2}, ZENG Tao³, XIA Wenqian³, BA Junjie^{1,2}, DONG Hongqi^{1,2}, LIANG Bin^{1,2}

1. Institute of Karst Geology of Chinese Academy of Geological Sciences/Karst Dynamics Laboratory
of Ministry of Natural Resources, Guilin, Guangxi 541004, China;

2. International Research Centre on Karst under the Auspices of UNESCO/National Center for International Research
on Karst Dynamic System and Global Change, Guilin, Guangxi 541004, China;

3. SINOPEC Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China

Abstract: Karst reservoir is important for the Middle Permian Maokou Formation in the northern part of Sichuan Basin. Based on field outcrops and drilling core data, combining both macro and micro methods, the characteristics of karst strata association of the Maokou Formation in this area was studied by the means of thin section observation, scanning electron microscope, major and trace elements and experimental dissolution. The first member of the Maokou Formation is dominated by marl and bioclastic micritic limestone, and the content of acid insoluble matter is high. The second and third members of the Maokou Formation are dominated by micritic bioclastic limestone and bright crystal bioclastic limestone, and the content of acid insoluble matter is low. The results of dissolution experiments show that the mineral type and chemical composition of carbonate rock are the main factors affecting the solubility of rock. The change characteristics of the dissolution rate of samples, solution ion concentration and micro dissolution are as follows: bioclastic limestone>micrite limestone>dolomite>argillaceous limestone. The karst strata association types of the Maokou Formation can be divided into 2 groups, 3 types and 9 subtypes. The karstification conditions and rock dissolution degree of different karst formation types are different, and the development scale of fracture cave karst reservoir is also different.

Key words: dissolution simulation experiment; karst strata association; karst reservoir; Maokou Formation; Permian; Sichuan basin

收稿日期: 2022-03-24; 修订日期: 2022-11-25。

作者简介: 张庆玉 (1983—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 从事碳酸盐岩古岩溶储层研究。E-mail: zqyjlu@163.com。

通信作者: 季少聪 (1994—), 男, 硕士, 助理研究员, 从事碳酸盐岩古岩溶储层研究。E-mail: jishaocong00@163.com。

基金项目: 中国地质调查项目 (DD20221658)、国家重点研发计划项目 (2018YFC0604301) 和岩溶所基本科研业务费 (2021008) 联合资助。

基于沉积环境的变迁和成岩后生变化的差异,一个地区的碳酸盐岩在横向和纵向的岩性变化都极为复杂。为便于对区域性的岩溶发育作出评价,前人把岩溶区岩石进行岩溶层组类型划分^[1-2]。岩溶层组不同于年代地层和生物地层,也不同于一般的岩石地层单位,它着重考虑碳酸盐岩岩层的厚度比例、连续厚度及其组合形式,以反映碳酸盐岩岩溶发育强度和储、渗特征为目的^[3-4]。

近年来,川北地区中二叠统茅口组相继获得高产工业气流,表明该区茅口组同样具有勘探潜力^[5-7]。钻探证实川北地区茅口组内部存在多期暴露岩溶特征,储集空间以裂缝—孔洞型为主,岩溶缝洞型储层是该区重要储层类型之一^[8-10]。前人^[11-12]在川北地区茅口组层序地层划分、岩相古地理、岩溶古地貌等方面开展了一定的研究,对优质储层的分布进行了预测,但对岩溶层组类型划分及其与储层发育关系的研究尚有待开展。

本文基于野外剖面调查、钻井岩心观察及薄片鉴定、主微量元素等测试结果,根据川北地区茅口组不同层段的矿物组成、化学成分及岩石组合特征,利用溶蚀模拟实验,分析了不同矿物成分、岩石结构的碳酸盐岩溶蚀发育程度及影响因素;对茅口组碳酸盐岩进行岩溶层组类型划分,结合野外及钻井资料,探讨不同岩溶层组类型与储层发育的关系,为川北地区茅口组储层成因及预测提供支撑。

1 地质背景

研究区位于广元市青川县、剑阁县、旺苍县等,

构造位置属于上扬子板块西北缘(图 1a)。茅口组沉积早期,受海侵作用影响,川北地区水体相对较深,沉积岩性以泥质灰岩、生屑泥晶灰岩为主,泥质含量较高,常见“眼皮眼球状”构造;茅口组沉积中晚期,随海平面的下降,川北地区水体变浅,主要沉积了一套泥晶生屑灰岩、亮晶生屑灰岩,生物含量高^[13]。中二叠世晚期,东吴运动导致四川盆地差异抬升,海水大范围退去,使得茅口组整体遭受长达 1~3 Ma 的暴露剥蚀过程,部分地区茅口组四段缺失^[14]。川北地区茅口组可划分为 3 个长期旋回,分别对应茅一段、茅二段和茅三段^[15](图 1b)。

2 岩石类型及组合特征

本文对研究区茅口组野外剖面、钻井岩心系统采样 80 个,分别进行薄片鉴定和主微量元素测试,根据测试结果,对茅一段、茅二段和茅三段岩性特征进行总结。

茅一段岩性以泥质灰岩、生屑泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩为主,常以“眼皮眼球状”构造为主要识别标志(图 2a-c),为一套浅海碳酸盐岩台地相沉积;主量元素分析显示酸不溶物(等于 SiO₂、Al₂O₃、Fe₂O₃ 百分含量之和,近似为泥质含量)含量较高,介于 0.09%~38.72%,平均值为 4.52%,而 CaO 含量介于 28.70%~54.26%,平均值为 51.20%,MgO 含量介于 0.66%~4.40%,平均值为 1.56%(图 3,表 1)。茅二段在台地/台缘相区主要发育泥晶生屑灰岩、亮晶生屑灰岩及少量生屑泥晶灰岩,斜坡相区以生屑泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩为主(图 2d-f);

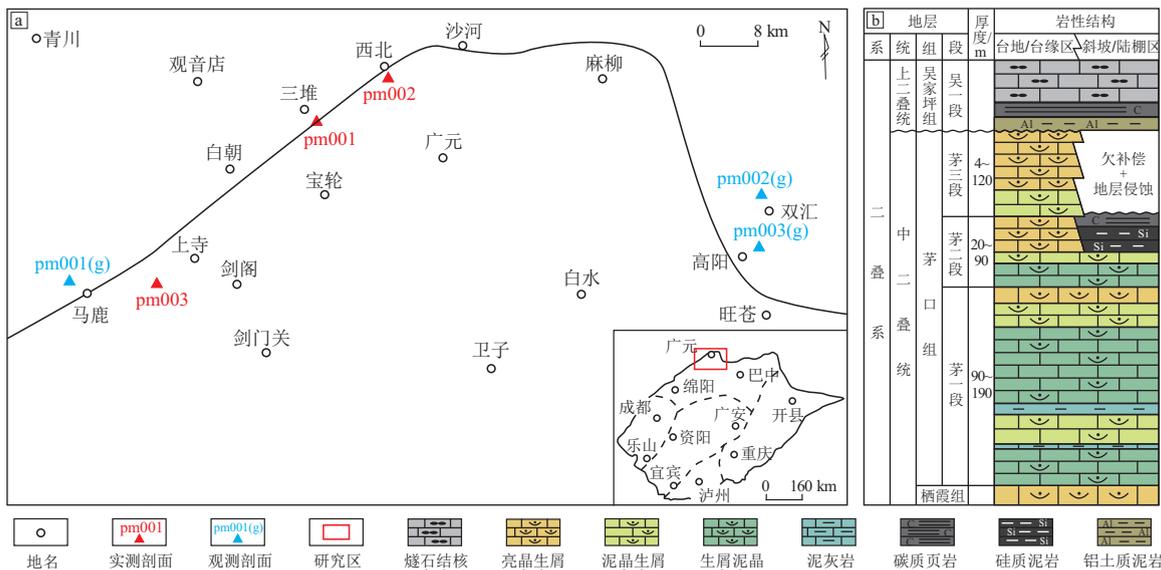


图 1 四川盆地北部地理位置(a)及地层柱状图(b)

Fig.1 Geographical location(a) and stratigraphic histogram(b) of northern Sichuan Basin

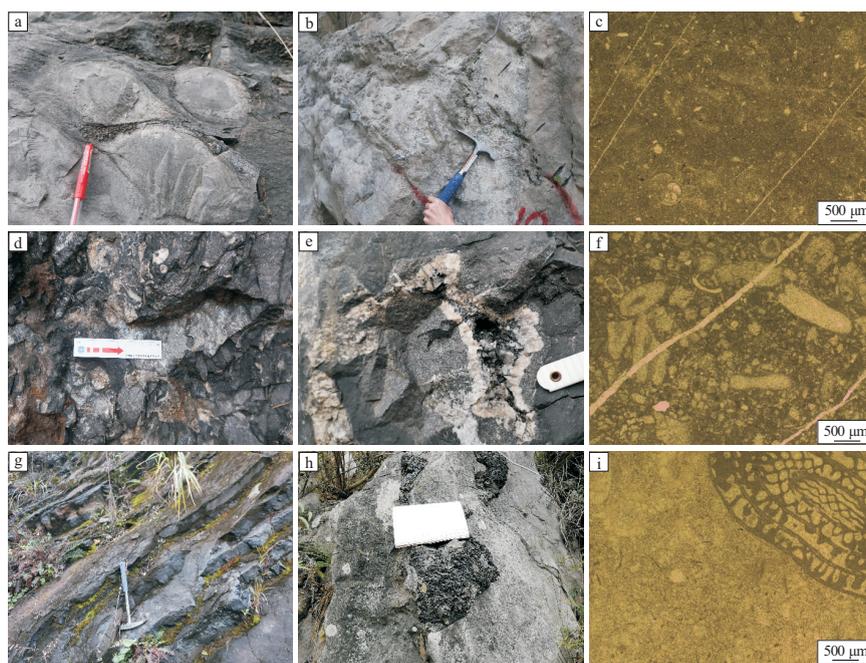


图 2 四川盆地北部中二叠统茅口组典型野外和镜下照片

a.眼皮眼球状灰岩,茅一段,pm001;b.生物碎屑灰岩,可见珊瑚化石大量分布,茅一段,pm002;c.含生屑泥晶灰岩,单偏光,茅一段,pm003(g);d.含生屑泥晶灰岩,溶蚀孔洞发育,茅二段,pm002(g);e.含生屑泥晶灰岩,方解石、沥青充填溶孔,茅二段,pm003(g);f.含生屑泥晶灰岩,单偏光,茅二段,pm002(g);g.硅质岩,茅三段,pm002(g);h.含燧石结核灰岩,茅三段,pm003;i.泥晶生屑灰岩,单偏光,茅三段,pm002(g)

Fig.2 Typical field and microscopic photos of Middle Permian Maokou Formation in northern Sichuan Basin

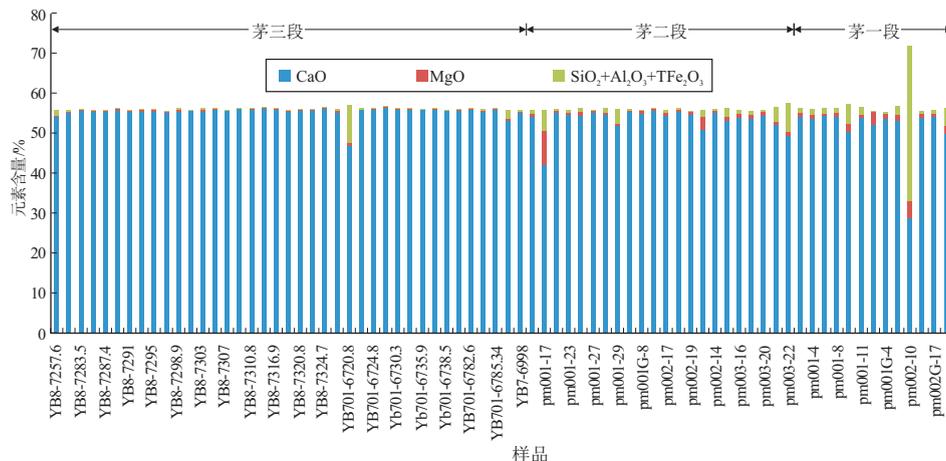


图 3 四川盆地北部中二叠统茅口组不同层段岩石成分特征

Fig.3 Characteristics of rock composition in different strata of Middle Permian Maokou Formation in northern Sichuan Basin

主量元素分析显示酸不溶物含量较低,介于 0.11%~7.15%,平均值为 1.45%,而 CaO、MgO 含量高,其中 CaO 含量介于 41.93%~55.52%,平均值为 53.33%,MgO 含量介于 0.28%~8.52%,平均值为 1.18%。茅三段在台地或台缘相区主要发育泥晶生屑灰岩、亮晶生屑灰岩,斜坡或陆棚相区厚度较薄,以硅质泥岩、碳质泥岩为主^[12](图 2g-i);主量元素分析显示酸不溶物含量较低,介于 0.01%~9.43%,平均值为 0.45%,而 CaO 含量介于 46.91%~56.32%,平均值为 55.29%,MgO 含量介于 0.16%~

0.67%,平均值为 0.26%。

3 溶蚀模拟实验

通过比较高温高压条件下研究区不同岩性碳酸盐岩样品的溶蚀速率和微观溶蚀特征,分析成分、结构对碳酸盐岩溶蚀能力的影响,进而为岩溶层组划分提供实验依据。

3.1 实验样品

实验选取川北地区茅口组野外剖面 and 钻井岩心 22 个样品,其中野外剖面栖霞组 1 个样品、吴家

表 1 四川盆地北部中二叠统茅口组不同层段岩石主量元素测试结果
Table 1 Test results of major elements in rocks of different layers
of Middle Permian Maokou Formation in northern Sichuan Basin

井名	深度/ m	层位	CaO/ %	MgO/ %	SiO ₂ / %	Al ₂ O ₃ / %	TFe ₂ O ₃ / %	井名/ 剖面	深度/m, 层号	层位	CaO/ %	MgO/ %	SiO ₂ / %	Al ₂ O ₃ / %	TFe ₂ O ₃ / %
YB8	7 257.6	茅三段	54.01	0.28	0.09	0.07	1.28	YB7	6 991.6	茅三段	53.59	0.35	1.05	0.74	0.44
YB8	7 259.5	茅三段	55.19	0.32	0.12	0.07	0.14	YB7	6 998.0	茅三段	55.19	0.19	0.15	0.15	0.07
YB8	7 283.5	茅三段	55.61	0.24	0.03	0.02	0.01	PM001	16	茅二段	54.25	0.70	0.61	0.19	0.11
YB8	7 285.3	茅三段	55.31	0.24	0.08	0.06	0.02	PM001	17	茅二段	42.10	8.51	4.75	0.42	0.16
YB8	7 287.4	茅三段	55.67	0.25	0.01	<0.01	0.02	PM001	21	茅二段	55.43	0.52	0.18	0.06	0.02
YB8	7 289.3	茅三段	55.67	0.32	0.16	0.05	0.01	PM001	23	茅二段	54.90	0.52	0.17	0.02	0.02
YB8	7 291.0	茅三段	55.31	0.27	0.03	0.03	0.02	PM001	24	茅二段	54.36	1.16	0.61	0.08	0.14
YB8	7 293.0	茅三段	55.55	0.27	0.11	0.10	0.02	PM001	27	茅二段	55.19	0.69	0.06	0.04	0.02
YB8	7 295.0	茅三段	55.43	0.27	0.02	0.03	0.01	PM001	28	茅二段	54.72	0.48	0.75	0.25	0.15
YB8	7 297.0	茅三段	55.19	0.22	0.16	0.07	0.03	PM001	29	茅二段	52.00	0.37	2.67	0.65	0.36
YB8	7 298.9	茅三段	55.43	0.30	0.29	0.16	0.04	PM001G	8	茅二段	55.43	0.29	0.12	0.12	0.07
YB8	7 301.0	茅三段	55.55	0.22	0.05	0.04	0.01	PM001G	8	茅二段	54.66	0.74	0.01	0.04	0.06
YB8	7 303.0	茅三段	55.55	0.30	0.22	<0.01	0.02	PM002	16	茅二段	55.55	0.41	0.13	0.05	0.02
YB8	7 305.0	茅三段	55.79	0.24	0.02	0.03	0.01	PM002	17	茅二段	54.30	0.70	0.50	0.16	0.06
YB8	7 307.0	茅三段	55.43	0.19	0.03	0.04	0.01	PM002	18	茅二段	55.19	0.44	0.30	0.12	0.04
YB8	7 308.7	茅三段	55.90	0.19	0.01	0.03	0.01	PM002	19	茅二段	54.60	0.54	0.15	0.04	0.03
YB8	7 310.8	茅三段	55.79	0.34	0.06	0.07	0.02	PM002	13	茅二段	50.69	3.06	1.20	0.36	0.11
YB8	7 313.4	茅三段	56.14	0.29	0.02	0.04	0.01	PM002	14	茅二段	55.07	0.36	0.43	0.04	0.02
YB8	7 316.9	茅三段	55.79	0.30	0.01	0.02	0.01	PM003	15	茅二段	53.18	0.79	1.48	0.39	0.19
YB8	7 318.6	茅三段	55.55	0.33	0.03	0.03	0.02	PM003	16	茅二段	53.77	0.95	0.68	0.05	0.04
YB8	7 320.8	茅三段	55.55	0.30	0.00	0.04	0.01	PM003	19	茅二段	54.01	0.80	0.74	0.07	0.04
YB8	7 322.8	茅三段	55.67	0.32	0.00	0.03	0.02	PM003	20	茅二段	54.25	1.02	0.21	0.04	0.13
YB8	7 324.7	茅三段	55.96	0.34	0.00	0.02	0.01	PM003	22	茅二段	52.11	0.72	3.12	0.46	0.21
YB8	7 327.0	茅三段	55.13	0.43	0.10	0.07	0.05	PM003	22	茅二段	49.63	0.88	4.72	1.91	0.59
YB701	6 720.8	茅三段	46.90	0.68	3.07	1.00	5.40	PM001	2	茅一段	54.13	0.99	0.73	0.25	0.14
YB701	6 723.0	茅三段	55.79	0.20	0.03	0.02	0.23	PM001	4	茅一段	53.77	0.81	1.22	0.23	0.06
YB701	6 724.8	茅三段	55.79	0.31	0.00	0.03	0.01	PM001	7	茅一段	54.36	0.71	1.18	0.07	0.03
YB701	6 727.0	茅三段	56.38	0.18	0.02	0.02	0.01	PM001	8	茅一段	54.13	1.00	0.88	0.10	0.06
YB701	6 730.3	茅三段	55.79	0.17	0.01	0.04	0.01	PM001	9	茅一段	50.34	1.99	3.81	0.90	0.33
YB701	6 733.9	茅三段	55.90	0.20	0.03	0.04	0.02	PM001	11	茅一段	53.89	0.95	1.47	0.27	0.13
YB701	6 735.9	茅三段	55.90	0.20	0.01	0.02	0.02	PM001G	2	茅一段	52.11	3.23	0.03	0.04	0.03
YB701	6 737.0	茅三段	55.90	0.20	0.02	0.04	0.02	PM001G	4	茅一段	53.65	1.36	0.18	0.09	0.05
YB701	6 738.5	茅三段	55.55	0.20	0.02	0.02	0.01	PM002	2	茅一段	53.30	1.32	1.82	0.23	0.08
YB701	6 740.0	茅三段	55.67	0.20	0.00	0.04	0.02	PM002	10	茅一段	29.02	4.16	32.22	4.79	1.77
YB701	6 782.6	茅三段	55.90	0.20	0.01	0.02	0.01	PM002G	13	茅一段	54.36	0.84	0.64	0.04	0.03
YB701	6 784.1	茅三段	55.55	0.18	0.13	0.05	0.13	PM002G	17	茅一段	54.48	0.59	0.62	0.11	0.04
YB701	6 785.3	茅三段	55.90	0.18	0.01	0.02	0.01	PM003	2	茅一段	50.10	1.80	4.00	0.34	0.11

坪组 2 个样品、茅口组 9 个样品, 钻井岩心茅口组 9 个样品、吴家坪组 1 个样品。每个样品磨制成多个直径 2.5 cm、厚度 0.3 cm 的溶蚀试片。

3.2 实验方案

为探讨川北地区茅口组不同岩性碳酸盐岩在埋藏条件下的溶蚀差异, 开展了高温高压条件下溶蚀模拟实验。模拟实验的温度和压力选择尽可能与研究区地层所经历的埋藏史和温压场相符^[16-17]。图 4 为川北地区普光 2 井热演化及生烃史图^[18], 晚古生代至三叠纪地温梯度为 30 °C/km, 古地表温度

取 20 °C。因此, 选择 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3 km 深度所对应的温度、压力作为实验温度、压力, 温度分别为 35, 50, 65, 80, 95, 110 °C, 压力为静水压力, 分别为 5, 10, 15, 20, 25, 30 MPa。实验溶液为 CO₂ 水溶液, 分压 2 MPa。

本次实验采用中国地质科学院岩溶地质研究所自主设计的高温高压溶解动力学模拟实验装置, 由反应系统、控温系统和控压系统 3 个部分组成, 可满足模拟不同温度、压力、水化学特征及开放、封闭 2 种环境下的碳酸盐岩溶蚀机理实验要求。

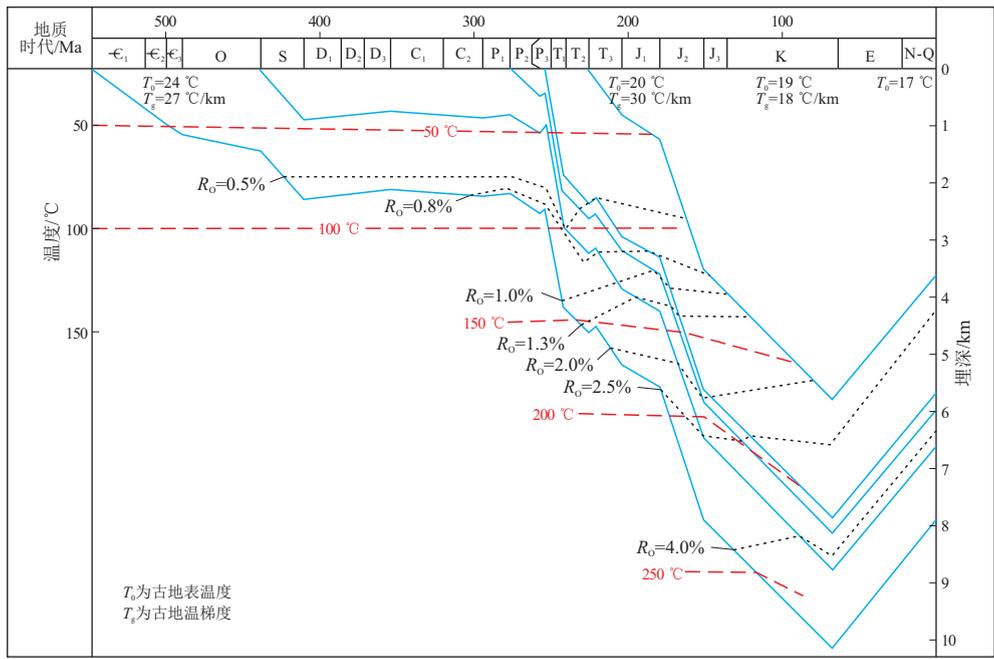


图 4 四川盆地北部普光 2 井热演化及生烃史分析
据文献[18]。

Fig.4 Thermal evolution and hydrocarbon generation history of well Puguang 2 in northern Sichuan Basin

3.3 实验流程

(1) 样品制备: 将每个样品磨制成多个直径 2.5 cm、厚度 0.3 cm 的溶蚀试片, 每一个溶蚀试片上打一小孔。

(2) 表面积测量: 用游标卡尺分别测量每个溶蚀试片不同位置的直径、厚度, 以及溶蚀试片中小孔的直径, 并求取平均值, 进而计算溶蚀试片的表面积。

(3) 质量称量: 用超纯水清洗溶蚀试片, 并在恒温干燥箱中烘干 2 h, 设定温度为 105 °C; 干燥完毕后, 将溶蚀试片在干燥皿中进行冷却, 再用分析天平称量每个溶蚀试片的质量。

(4) 表面形貌、微观结构观察: 用相机分别对每个溶蚀试片进行拍照; 用偏光显微镜、扫描电镜观察每个溶蚀试片的微观特征, 包括成分、结构、孔隙及裂隙发育情况等。

(5) 反应液离子浓度: 在实验室检测反应液的 Ca²⁺、Mg²⁺ 等离子浓度。

(6) 溶蚀模拟实验: 将溶蚀试片固定在样品架上, 并放置在反应釜中, 加入反应液。将反应压力、温度分别调至实验所需压力、温度, 并保持该压力、温度条件 24 h。

(7) 实验结果分析: 每组实验结束后, 重复步骤(2)、(3)、(4)、(5), 记录实验后溶蚀试片的表面积、质量、表面形貌和微观特征, 进而计算溶蚀速

率, 观察溶蚀试片表面形貌和微观结构变化特征。

3.4 实验结果与讨论

3.4.1 溶蚀速率特征

根据测量结果, 计算溶蚀试片的表面积, 计算公式如下:

$$S = \pi(R_1 + R_2)h + \pi(R_1^2 - R_2^2)/2$$

根据溶蚀试片质量称量结果及表面积计算结果, 计算溶蚀试片单位面积的溶蚀速率, 计算公式如下:

$$v = (m_1 - m_2) / (S \cdot t)$$

式中: S 为表面积, cm²; R₁ 为直径, cm; R₂ 为小孔直径, cm; h 为厚度, cm; v 为溶蚀速率, g/(cm² · h); m₁ 为实验前质量, g; m₂ 为实验后质量, g; t 为实验时间, h。R₁、R₂、h、m₁、m₂ 可以通过测量得到, t = 24 h。

根据以上公式计算的溶蚀速率结果(表 2), 制作了不同岩性样品溶蚀速率随温度、压力变化曲线(图 5a)。

本次溶蚀实验结果具有如下特征:

(1) 当温度、压力条件相同时, 不同岩性样品溶蚀速率明显不同, 具体表现为: 茅二段生屑灰岩 > 茅一段泥晶灰岩 > 栖霞组白云岩 > 吴家坪组泥质灰岩。

(2) 除茅二段生屑灰岩在 65 °C、15 MPa 外, 不同岩性样品随着温度、压力的增高均具有相似的变化规律, 即随着温度、压力增高, 溶蚀速率逐渐增加, 最终趋于稳定。

表 2 四川盆地北部碳酸盐岩样品不同温压条件下溶蚀速率、(Ca²⁺+Mg²⁺) 浓度增加量计算结果
Table 2 Calculation results of sample dissolution rate and (Ca²⁺+Mg²⁺) concentration increase under different temperature and pressure conditions of carbonate rock samples from Middle Permian Maokou Formation in northern Sichuan Basin

温度/ °C	压力/ MPa	溶蚀速率/(10 ⁻⁴ g · cm ⁻² · h ⁻¹)				(Ca ²⁺ +Mg ²⁺) 浓度增加量/(mg · L ⁻¹)			
		茅一段 泥晶灰岩 PM002G-7	茅二段 生屑灰岩 PM002G-22	栖霞组 白云岩 PM003-1	吴家坪组 泥质灰岩 PM003-23	茅一段 泥晶灰岩 PM002G-7	茅二段 生屑灰岩 PM002G-22	栖霞组 白云岩 PM003-1	吴家坪组 泥质灰岩 PM003-23
35	5	16.67	18.74	18.06	14.73	30.04	31.10	35.35	26.08
50	10	24.99	33.37	22.53	16.53	41.32	52.24	35.63	24.73
65	15	30.34	59.55	25.33	17.58	50.20	96.99	41.24	29.74
80	20	31.53	31.87	29.57	25.45	52.52	50.52	45.70	39.50
95	25	36.42	35.62	36.77	17.34	62.99	57.94	55.76	31.18
110	30	33.52	35.90	35.89	21.95	55.34	55.98	55.59	37.60

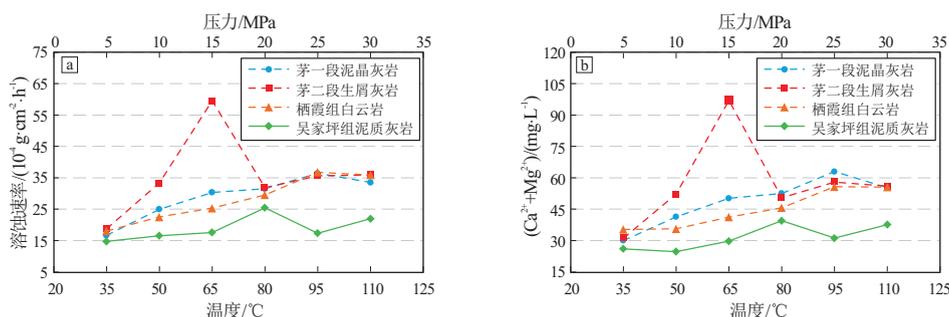


图 5 四川盆地北部碳酸盐岩样品溶蚀速率(a)、(Ca²⁺+Mg²⁺) 浓度增加量(b) 随温度、压力变化曲线

Fig.5 Curves of sample corrosion rate (a) and (Ca²⁺+Mg²⁺) concentration increase (b) with temperature and pressure of carbonate rock samples from northern Sichuan Basin

根据测试结果,分别统计实验前及每一组实验后反应溶液的 Ca²⁺、Mg²⁺ 及 Ca²⁺+Mg²⁺ 浓度,并计算每一组实验后反应溶液的 Ca²⁺、Mg²⁺ 浓度增加量(表 2),以及随温度、压力变化曲线(图 5b)。

结果表明,当温度、压力相同时,不同岩性样品实验后反应溶液的 Ca²⁺、Mg²⁺ 浓度增加量明显不同,具体表现为:茅二段生屑灰岩>茅一段泥晶灰

岩>栖霞组白云岩>吴家坪组泥质灰岩;反应溶液的 Ca²⁺、Mg²⁺ 浓度增加量随温度、压力增加总体呈上升趋势,并最终趋于稳定。这一结果与样品溶蚀速率随温度、压力变化规律一致。

3.4.2 溶蚀形态特征

使用扫描电镜观察实验前后溶蚀试片的表面形貌和孔隙特征(图6)。结果表明,在相同实验条

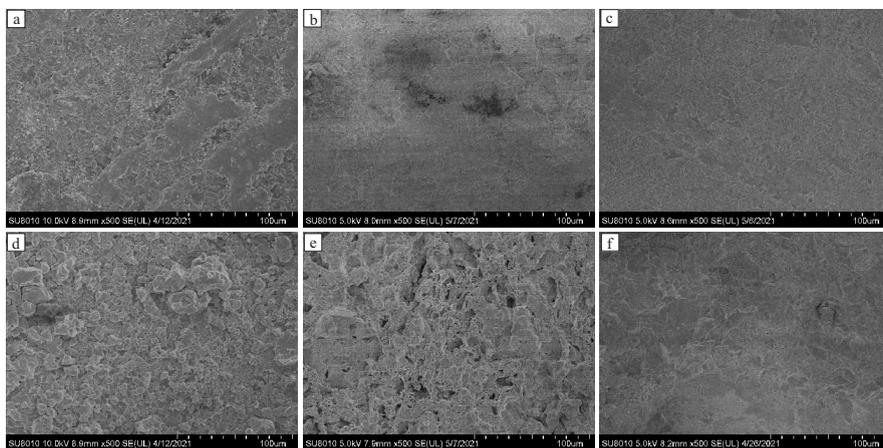


图 6 四川盆地北部碳酸盐岩样品实验前后典型镜下照片对比

a.实验前,泥晶灰岩,茅一段,pm002(g);b.实验前,生物碎屑灰岩,茅二段,pm002(g);c.实验前,泥质灰岩,吴家坪组,pm003; d.实验后,泥晶灰岩,茅一段,pm002(g);e.实验后,生物碎屑灰岩,茅二段,pm002(g);f.实验后,泥质灰岩,吴家坪组,pm003

Fig.6 Comparison of typical microscopic photos before and after experiment of carbonate rock samples from northern Sichuan Basin

件下,不同岩性样品溶蚀程度存在明显差异。茅二段生屑灰岩溶蚀程度最高,镜下可见溶蚀孔隙明显增多,大部分为方解石晶内溶孔,局部溶孔相互连通呈蜂窝状;茅一段泥晶灰岩溶蚀程度次之,以方解石晶间孔隙溶蚀扩展为主,方解石晶内溶孔较少;吴家坪组泥质灰岩溶蚀程度最低,溶蚀作用弱,仅在局部可见少量溶蚀现象。

3.4.3 岩性对溶蚀能力影响

样品溶蚀速率计算结果和主量元素测试结果如表 3 所示,通过比较溶蚀速率和 CaO+MgO、SiO₂ 含量之间的相关性,分析不同岩石化学成分对溶蚀速率的影响。结果表明,溶蚀速率和 CaO+MgO 含量成正比,和 SiO₂ 含量成反比(图 7)。因此,碳酸盐岩溶蚀速率与岩石可溶性成分(CaO+MgO)正相关,与不溶性成分(SiO₂等)负相关;可溶性成分越高,溶蚀能力越强。

4 岩溶层组特征及储层意义

4.1 岩溶层组类型划分

不同岩性碳酸盐岩的组合类型是岩溶作用类

型的基础。根据不同成分(灰岩、白云岩和不纯碳酸盐岩)和结构类型岩石的组合特征、厚度比例及岩层连续厚度等统计,岩溶层组类型采用三级划分法^[3],以组为单位统计划分岩溶层组“类”,以段为单位划分岩溶层组“型”,以岩性段为单位划分岩溶层组“亚型”。

整体上,川北地区茅口组为一套中厚—厚层状生屑泥晶灰岩、泥晶灰岩、瘤状灰岩及硅质灰岩(含燧石),局部夹薄层泥质灰岩或钙质泥岩、碳质泥岩,不同区域、不同岩性段之间岩性变化较大。根据研究区生屑灰岩、砂屑灰岩、泥晶灰岩和泥质灰岩等的厚度比例及其组合形式,茅口组岩溶层组类型可划分为 2 类 3 型 9 亚型(表 4)。

4.2 岩溶层组类型与岩溶储层发育关系

溶蚀实验结果表明,碳酸盐矿物类型、化学成分等是影响岩溶作用的主要因素。碳酸盐岩中 SiO₂、Al₂O₃、Fe₂O₃等酸不溶物的存在,会造成岩溶发育程度的减弱。以此为依据,同时结合上节对各地层主要岩石类型的可溶性分析,对研究区茅口组岩溶层组类型岩溶化程度进行划分(图 8):强岩溶

表 3 四川盆地北部碳酸盐岩样品溶蚀速率计算结果及主量元素测试结果
Table 3 Calculation results of sample dissolution rate and test results of major elements of carbonate rock samples from northern Sichuan Basin

井名	回次/层号	深度/m	层位	溶蚀速率/(10 ⁻⁴ g · cm ⁻² · h ⁻¹)						主量元素/%		
				35 °C	50 °C	65 °C	80 °C	95 °C	110 °C	CaO	MgO	SiO ₂
YB7	3,17/56	6 933.0	茅口组	15.71	15.98	17.07	15.27	14.27	17.38	50.84	2.34	1.29
YB7	4,7/17	6 990.0	茅口组	18.68	18.81	21.03	24.30	19.89	21.28	55.58	0.26	0.12
YB7	4,6/17	6 991.0	茅口组	18.26	19.65	21.96	19.27	22.25	21.86	55.50	0.19	0.13
YB8	1,37/66	3 159.5	吴家坪组	15.27	15.07	16.44	13.53	14.87	13.95	41.75	3.86	14.82
YB8	6,70/81	7 255.0	茅口组	14.41	14.95	14.21	15.27	15.60	12.30	31.09	0.41	16.56
YB8	11,12/77	7 284.0	茅口组	18.37	19.12	19.42	20.68	21.53	19.06	55.51	0.21	0.07
YB8	11,35/77	7 286.2	茅口组	20.18	19.82	19.64	22.42	23.79	18.43	55.74	0.23	0.05
YB8	14,58/90	7 312.0	茅口组	18.90	20.16	19.05	23.41	22.73	17.93	55.40	0.27	0.12
YB701	5,15/38	6 723.1	茅口组	19.07	22.07	19.72	23.45	23.27	17.52	55.36	0.21	0.00
YB701	8,31/33	6 785.0	茅口组	18.05	20.09	21.24	25.73	21.05	22.04	55.60	0.16	0.01

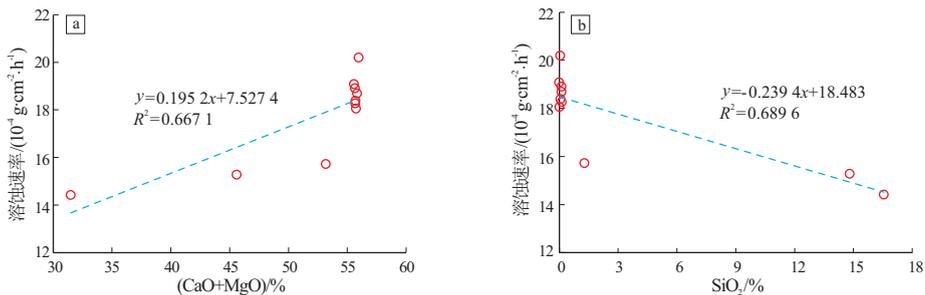


图 7 四川盆地北部碳酸盐岩样品溶蚀速率与 (CaO+MgO) (a)、SiO₂ (b) 含量相关性
Fig.7 Correlation between sample dissolution rate and (CaO+MgO) (a) and SiO₂ (b) contents of carbonate rock samples from northern Sichuan Basin

表 4 四川盆地北部中二叠统茅口组岩溶层组类型划分

Table 4 Classification of karst formation types in Middle Permian Maokou Formation in northern Sichuan Basin

类	型	亚型	地层	岩性特征	岩溶层组划分
均匀状 纯碳酸盐岩类	灰岩连续型	生屑泥晶灰岩亚型	茅三段、茅二段	主要为灰色厚—块状生屑泥晶灰岩，分布较广，厚度稳定	强岩溶化层组
		泥晶灰岩亚型	茅三段、茅二段	主要为灰色中薄层、中厚层泥晶灰岩，分布较广	中等—强岩溶化层组
		亮晶砂屑灰岩亚型	茅三段、茅二段	灰色中厚层状亮晶砂屑灰岩	强岩溶化层组
		白云质灰岩亚型	茅三段、茅二段	发育灰色厚层—块状白云质灰岩	中等—强岩溶化层组
		泥质灰岩亚型	茅二段、茅一段	发育灰色、深灰色中薄层、中厚层眼皮眼球状灰岩	弱岩溶化层组
非均匀状 纯碳酸盐岩类	灰岩夹层 或互层型	灰岩夹泥质灰岩 (泥质灰岩夹灰岩)亚型	茅一段、茅二段	发育深灰色泥晶灰岩夹泥质灰岩	弱—中等岩溶化层组
		灰岩夹硅质灰岩 (含燧石)亚型	茅二段	发育厚层泥晶灰岩、生屑泥晶灰岩，夹硅质灰岩(含燧石)	弱岩溶化层组
		灰岩夹钙质泥岩亚型	茅一段、茅二段	发育灰色厚层—块状眼皮眼球状灰岩夹灰黑色薄层状钙质泥岩	弱岩溶化层组
	灰岩夹碎屑岩型	灰岩夹碳质泥岩亚型	茅一段	发育灰色中厚层眼皮眼球状灰岩夹黑色薄层状碳质泥岩	弱岩溶化层组

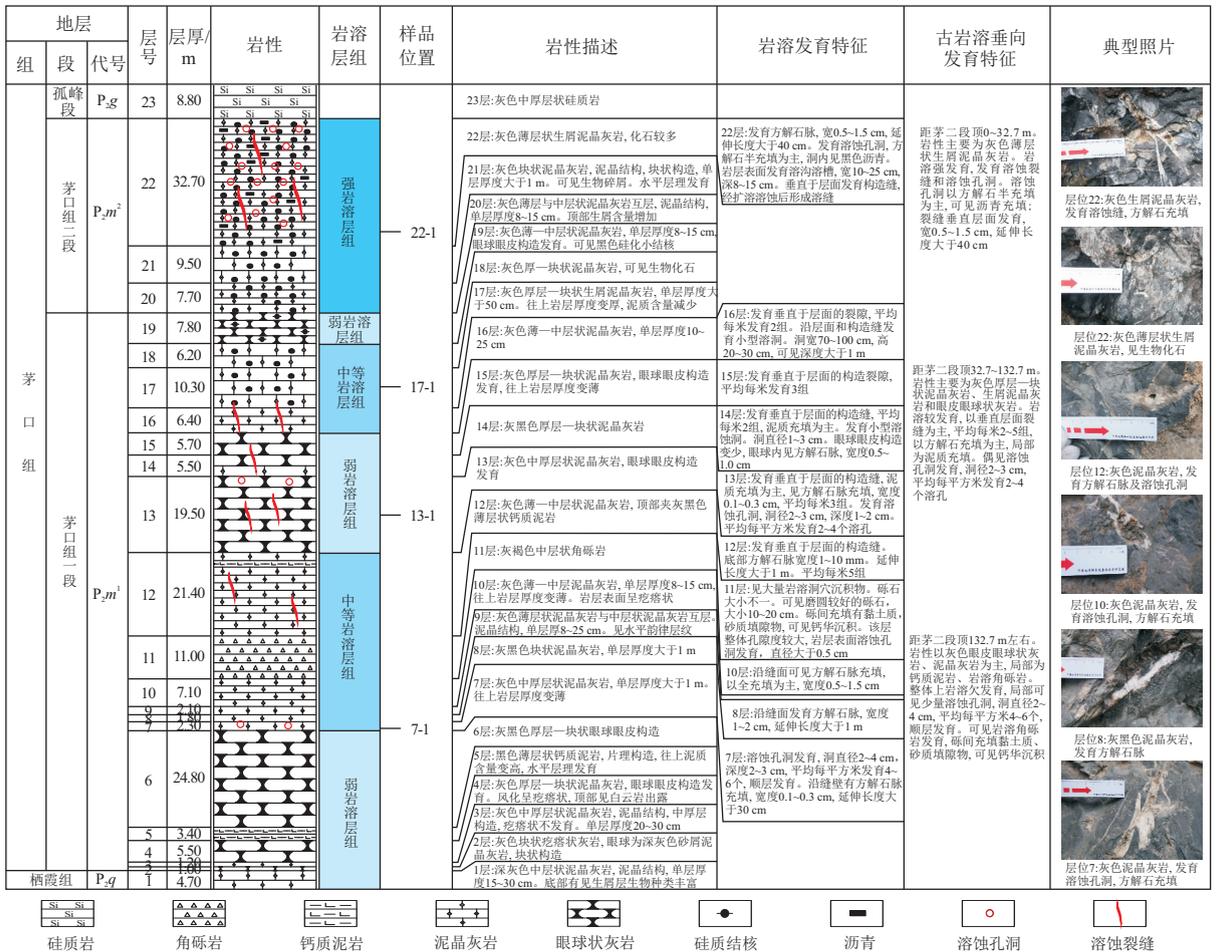


图 8 四川盆地北部旺苍县双汇镇斑竹村王家沟剖面岩溶结构综合柱状图

Fig. 8 Comprehensive histogram of karst structure in Wangjiagou section, Banzhu village, Shuanghui Town, Wangcang County, northern Sichuan Basin

化层组为灰岩连续型生屑泥晶灰岩亚型、亮晶砂屑灰岩亚型,层位为茅三段、茅二段,岩溶以溶蚀孔

洞、溶蚀裂缝为主,局部缝洞相连构成具规模的缝洞系统;中等—强岩溶化层组为灰岩连续型泥晶灰

岩亚型、白云质灰岩亚型,层位为茅三段、茅二段,主要发育中小型溶蚀孔洞、溶蚀裂缝;弱—中等岩溶化层组为灰岩夹层或互层型灰岩夹泥质灰岩(泥质灰岩夹灰岩)亚型,层位为茅一段、茅二段,岩溶发育较弱,偶见孤立的溶蚀孔洞、溶蚀裂缝发育;弱岩溶化层组为灰岩连续型泥质灰岩亚型、灰岩夹层或互层型灰岩夹硅质灰岩(含燧石)亚型、灰岩夹碎屑岩型灰岩夹钙质泥岩亚型和灰岩夹碳质泥岩亚型,层位为茅一段、茅二段,岩溶基本不发育,偶见小型溶蚀孔洞、溶蚀裂缝。

以川北旺苍县双汇镇斑竹村王家沟剖面为例,茅二段为强岩溶化层组,以灰岩连续型生屑泥晶灰岩亚型、泥晶灰岩亚型为主,发育大量生物溶蚀孔或者生物成因次生溶蚀孔洞,是一套优质岩溶储层;茅一段中上部、中下部为中等岩溶化层组,以灰岩连续型泥晶灰岩亚型、生屑泥晶灰岩亚型为主,溶蚀裂缝、小型溶孔较发育;茅一段顶部、中部及底部为弱岩溶化层组,以灰岩连续型泥质灰岩亚型、灰岩夹碎屑岩型灰岩夹钙质泥岩亚型为主,岩溶基本不发育(图 8)。

5 结论

(1)川北地区茅口组不同层段的矿物组成、化学成分存在差异,茅一段岩性以泥质灰岩、生屑泥晶灰岩、泥晶生屑灰岩为主,酸不溶物含量较高;茅二段、茅三段岩性以泥晶生屑灰岩、亮晶生屑灰岩为主,酸不溶物含量较低。

(2)溶蚀模拟实验结果表明,碳酸盐矿物类型、化学成分等是影响岩石可溶性的主要因素,样品溶蚀速率、溶液离子浓度及微观溶蚀变化特征均表现为生屑灰岩>泥晶灰岩>白云岩>泥质灰岩。

(3)川北地区茅口组岩溶层组类型可划分为 2 类 3 型 9 亚型,不同岩溶层组类型岩溶作用条件、岩溶化程度不同,缝洞型岩溶储层发育规模也存在差异。

参考文献:

- [1] 袁道先.中国岩溶学[M].北京:地质出版社,1994.
YUAN Daoxian.Chinese karst science[M].Beijing:Geological Publishing House,1994.
- [2] 翁金桃.桂林岩溶与碳酸盐岩[M].重庆:重庆出版社,1987.
Weng Jintao.Karst and carbonate rocks in Guilin[M].Chongqing:Chongqing Publishing,1987.
- [3] 《中国北方岩溶地下水资源及大水矿区岩溶水的预测、利用与管理的研究》项目综合组.中国北方寒武—奥陶系岩溶层组类型及其区域变化规律[J].中国岩溶,1991,10(2):116-125.

The working Group of the Research on Karst Groundwater-Resources in the North China and Prediction Utilization and Management of Karst Water in Mine Area.Karst strata association types of the Cambrian-Ordovician in North China and regularity of their regional variation[J].Carsologica Sinica,1991,10(2):116-125.

- [4] 淡永,梁彬,曹建文,等.塔北哈拉哈塘地区奥陶系碳酸盐岩岩溶层组特征与溶蚀强度分析[J].石油实验地质,2015,37(5):582-590.
DAN Yong,LIANG Bin,CAO Jianwen,et al.Characteristics and solution intensity of karst formations in Ordovician carbonates in the Halahatang area of the northern Tarim Basin[J].Petroleum Geology & Experiment,2015,37(5):582-590.
- [5] 郭旭升,胡东风,段金宝.中国南方海相油气勘探展望[J].石油实验地质,2020,42(5):675-686.
GUO Xusheng,HU Dongfeng,DUAN Jinbao.Marine petroleum exploration in South China[J].Petroleum Geology & Experiment,2020,42(5):675-686.
- [6] 胡东风.四川盆地元坝地区茅口组台缘浅滩天然气勘探的突破与启示[J].天然气工业,2019,39(3):1-10.
HU Dongfeng.Breakthrough in natural gas exploration in the platform margin shoal at the Maokou Fm in the Yuanba area, Sichuan Basin, and its implications[J].Natural Gas Industry, 2019,39(3):1-10.
- [7] 段金宝.普光与元坝礁滩气田天然气成藏特征对比[J].西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(4):9-18.
DUAN Jinbao.The comparative study of natural gas accumulation characteristics between Puguang and Yuanba reef-bank gas field[J].Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition),2016,38(4):9-18.
- [8] 施泽进,张瑾,李文杰,等.四川盆地 Guadalupian 统碳酸盐岩稀土元素和碳—锶同位素特征及地质意义[J].岩石学报,2019,35(4):1095-1106.
SHI Zejin,ZHANG Jin,LI Wenjie,et al.Characteristics of rare earth element and carbon-strontium isotope and their geological significance of Guadalupian carbonate in Sichuan Basin[J].Acta Petrologica Sinica,2019,35(4):1095-1106.
- [9] 霍飞,杨海燕,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 Xiyang,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.
- [10] 张本健,谢继容,尹宏,等.四川盆地西部龙门山地区中二叠统碳酸盐岩储层特征及勘探方向[J].天然气工业,2018,38(2):33-42.
ZHANG Benjian,XIE Jirong,YIN Hong,et al.Characteristics and exploration direction of the Middle Permian carbonate reservoirs in the Longmenshan mountain areas, western Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry,2018,38(2):33-42.
- [11] 钟原,杨跃明,文龙,等.四川盆地西北部中二叠统茅口组岩相古地理、古岩溶地貌恢复及其油气地质意义[J].石油勘

- 探与开发,2021,48(1):81-93.
- ZHONG Yuan, YANG Yueming, WEN Long, et al. Reconstruction and petroleum geological significance of lithofacies paleogeography and paleokarst geomorphology of the Middle Permian Maokou Formation in northwestern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 81-93.
- [12] 王兴志, 李博, 杨西燕, 等. 四川盆地北部中二叠世晚期“广元—旺苍”海槽特征及其油气地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 562-574.
- WANG Xingzhi, LI Bo, YANG Xiyan, et al. Characteristics of “Guangyuan-Wangcang” trough during late Middle Permian and its petroleum geological significance in northern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 562-574.
- [13] 李乾, 徐胜林, 陈洪德, 等. 川北旺苍地区茅口组地球化学特征及古环境记录[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2018, 45(3): 268-281.
- LI Qian, XU Shenglin, CHEN Hongde, et al. Geochemical characteristics and palaeo-environmental implication of Middle Permian Maokou Formation in Wangcang region, Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2018, 45(3): 268-281.
- [14] 何斌, 徐义刚, 王雅玫, 等. 东吴运动性质的厘定及其时空演变规律[J]. 地球科学, 2005, 30(1): 89-96.
- HE Bin, XU Yigang, WANG Yamei, et al. Nature of the Dongwu Movement and its temporal and spatial evolution [J]. Earth Science, 2005, 30(1): 89-96.
- [15] 姚倩颖, 刘一锋, 江青春, 等. 川北—川东地区中二叠世晚期地层划分新认识及地质意义[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 276-287.
- YAO Qianying, LIU Yifeng, JIANG Qingchun, et al. Geological significance of late Mid-Permian stratigraphy in northern and eastern Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(2): 276-287.
- [16] 余敏, 蒋义敏, 胡安平, 等. 碳酸盐岩溶蚀模拟实验技术进展及应用[J]. 海相油气地质, 2020, 25(1): 12-21.
- SHE Min, JIANG Yimin, HU Anping, et al. The progress and application of dissolution simulation of carbonate rock [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2020, 25(1): 12-21.
- [17] 蒋小琼, 王恕一, 范明, 等. 埋藏成岩环境碳酸盐岩溶蚀作用模拟实验研究[J]. 石油实验地质, 2008, 30(6): 643-646.
- JIANG Xiaoqiong, WANG Shuyi, FAN Ming, et al. Study of simulation experiment for carbonate rocks dissolution in burial diagenetic environment [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(6): 643-646.
- [18] 吴群, 彭金宁. 川东北地区埋藏史及热史分析: 以普光 2 井为例[J]. 石油实验地质, 2013, 35(2): 133-138.
- WU Qun, PENG Jinning. Burial and thermal histories of north-eastern Sichuan Basin: a case study of well Puguang 2 [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(2): 133-138.
- (编辑 徐文明)
-
- (上接第 174 页)
- [23] 李滔, 李闽, 荆雪琪, 等. 孔隙尺度各向异性与孔隙分布非均质性对多孔介质渗透率的影响机理[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 569-579.
- LI Tao, LI Min, JING Xueqi, et al. Influence mechanism of pore-scale anisotropy and pore distribution heterogeneity on permeability of porous media [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 569-579.
- [24] LAI Jin, WANG Guiwen, WANG Ziyuan, et al. A review on pore structure characterization in tight sandstones [J]. Earth-Science Reviews, 2018, 177: 436-457.
- [25] 陶伟, 邹艳荣, 刘金钟, 等. 压力对粘土矿物催化生烃的影响[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(4): 548-552.
- TAO Wei, ZOU Yanrong, LIU Jinzhong, et al. Influence of pressure on hydrocarbon generation under catalytic clays [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 548-552.
- [26] 国家能源局. SY/T 7410.1-2018, 岩石三维孔隙结构测定方法 第 1 部分: CT 扫描法[S]. 北京: 石油工业出版社, 2018.
- National Energy Administration. SY/T 7410.1-2018, 3D pore structure characterization of rocks part 1: CT scanning method [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [27] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. GB/T 13610-2020, 天然气的组成分析 气相色谱法[S]. 北京: 中
- 国标准出版社, 2020.
- State Administration of Market Regulation, Standardization Administration of China. GB/T 13610-2020, Analysis of natural gas composition: gas chromatography [S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [28] 国家能源局. SY/T 5162-2021, 岩石样品扫描电子显微镜分析方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 2021.
- National Energy Administration. SY/T 5162-2021, Analytical method for rock samples by scanning electron microscope [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021.
- [29] 国家能源局. SY/T 6189-2018, 岩石矿物能谱定量分析方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 2018.
- National Energy Administration. SY/T 6189-2018, Quantitative analysis method for rock minerals by X-ray energy spectrum (EDS) [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [30] 彭松, 姜贻伟, 宿亚仙, 等. 普光气田高含 H₂S 天然气中硫含量及临界析出压力测定[J]. 石油实验地质, 2018, 40(4): 573-576.
- PENG Song, JIANG Yiwei, SU Yaxian, et al. Content determination and critical precipitation pressure of elemental sulfur in sour gas rich in H₂S in Puguang Gas Field [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(4): 573-576.
- (编辑 黄娟)