

引用格式:夏威,蔡潇,丁安徐,等.南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储集空间研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(2):197-203.

XIA Wei, CAI Xiao, DING Anxu, et al. Reservoir spaces of carbonate rocks in Qixia-Maokou Formation of Nanchuan area[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 197-203.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.02.008

## 南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储集空间研究

夏威,蔡潇,丁安徐,李辉

(中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏扬州 225007)

**摘要:**中二叠统栖霞—茅口组碳酸盐岩是四川盆地天然气勘探开发重点层系之一。南川地区位于四川盆地东南缘,前期勘探表明南川地区栖霞—茅口组具有较大天然气开发潜力。为明确南川地区中二叠统栖霞—茅口组碳酸盐岩储集空间特征,基于JY205-2井岩心样品,采用薄片鉴定、扫描电镜实验、X射线衍射分析等测试手段,对储集空间进行分类研究。将储集空间分为孔隙和裂缝2大类,其中孔隙包括无机孔和有机孔;裂缝包括应力缝、粒缘缝、收缩缝。储集空间类型受岩性控制明显,栖霞—茅口组碳酸盐岩储层占主导地位的储集空间类型为粒内溶蚀孔和粒缘溶蚀缝,粒缘溶蚀缝具有较好的孔缝连通作用,有利于改善储层渗透率,其中泥质含量较高层段可见较丰富的黏土矿物晶间孔。茅一段①小层粒内溶蚀孔和黏土矿物晶间孔面孔率数值最高,与该段较高的孔隙度、渗透率数值吻合较好,认为茅一段①小层是该区天然气勘探有利层位。

**关键词:**栖霞—茅口组碳酸盐岩;储集空间;孔隙;裂缝;南川地区

**中图分类号:**TE122

**文献标识码:**A

### Reservoir spaces of carbonate rocks in Qixia-Maokou Formation of Nanchuan area

XIA Wei, CAI Xiao, DING Anxu, LI Hui

(Research Institute of Exploration and Development, Sinopec East China Oil and Gas Company, Yangzhou, Jiangsu 225007, China)

**Abstract:** Middle Permian Qixia-Maokou Formation is one of the most important series of strata to explore and develop natural gas in Sichuan Basin. Nanchuan area is located in the southeast of Sichuan Basin. The pilot exploration indicates that there is a great development potential for natural gas in Qixia-Maokou Formation. In order to know its reservoir spaces of carbonate rocks, the test methods, such as thin section identification, SEM and phase analysis of X-ray diffraction, have been taken based on the samples of Well-JY205-2. The reservoir spaces are classified into two categories: pores and fractures. Pores include organic pores and inorganic pores, while fractures include stress fractures, grain edge fractures and shrinkage cracks. The types of reservoir spaces are obviously controlled by lithology. In Qixia-Maokou Formation, the dominant reservoir space types of carbonate reservoirs are the intragranular dissolution pores and the dissolution fractures distributed along the particle edge. These dissolution fractures can connect the pores with the fractures better, and are beneficial to improve the permeability of the reservoir. There are abundant intercrystalline pores of clay minerals in the layers with higher argillaceous content. The surface porosity of intragranular dissolution pores and intercrystalline pores of clay minerals in the layer-① of Mao-1 Member are the highest and in good agreement with the higher porosity and permeability in this layer, which indicates that the layer-① of Mao-1 Member is favorable to natural gas exploration.

**Key words:** carbonate rocks in Qixia-Maokou Formation, reservoir spaces, pore, fracture, Nanchuan area

中二叠统栖霞—茅口组碳酸盐岩是四川盆地天然气勘探开发的重点层系之一<sup>[1-4]</sup>,半个多世纪的勘探开发实践表明,该层系具有良好的天然气开发潜

力。先后在川西北、川东、川中等多地发现高产井,如HL1井、TL6井、ST12井、川东WT1井等<sup>[5-9]</sup>,并建设诸如圣灯山、自流井、纳溪、卧龙河等多个气田或含

收稿日期:2020-10-29。

第一作者简介:夏威(1991—),男,硕士,助理工程师,主要从事石油地质实验方面研究工作。地址:江苏省扬州市邗沟路50号,邮政编码:225007。E-mail:809699009@qq.com

基金项目:中国石化科技部项目“渝东南盆缘转换带页岩气富集主控因素研究”(P18057-2);中国石化科技项目“华东探区天然气富集规律与目标评价”(P20059-6)。

油气构造<sup>[10-11]</sup>,这些气田至今仍具有较高的开采价值,展示了中二叠统栖霞—茅口组较好的开发潜力。

南川地区位于四川盆地东南缘,是中国石化华东油气分公司开展下志留统龙马溪组页岩气勘探开发的主战场。本着可持续发展原则,为寻找有力的勘探开发接替层系,实现资源立体化利用,目前华东油气分公司正逐步开展新层系勘探潜力评价工作,其中中二叠统栖霞—茅口组作为最具潜力的接替层系成为首批勘探目标。DS1井作为探索南川地区平桥南区块新层系的第一口探井,在钻井施工过程中发现良好的油气显示,录井气测全烃值高达99%,后采用裸眼封隔器井底支撑方式进行中途测试,在6 mm的工作制度下获日产 $5.4 \times 10^4$  m<sup>3</sup>气流,随后在直井基础上侧钻实施水平井,试气过程中在10 mm油嘴下获 $22.5 \times 10^4$  m<sup>3</sup>测试日产气,实现该区中二叠统栖霞—茅口组碳酸盐岩天然气勘探突破。

目前对于南川地区中二叠统栖霞—茅口组碳酸盐岩储层特征的理论研究较为滞后,对于南川地区该层系碳酸盐岩储集空间特征尚不明确,含气主控因素尚未达成一致共识。南川区块该层系相对埋深较浅,主要岩性以泥质灰岩为主,部分层段白云石含量较高,与川南古岩溶储层<sup>[12]</sup>、川东“似层状”白云岩储层<sup>[13]</sup>具一定差异性,气藏富集因素也不尽相同。而储集空间作为油气聚集的主要场所,对于天然气的富集、保存有直接影响。因此,开展储集空间研究对于掌握气藏储层特征意义重大。在此基础上,结合钻井、测井、录井资料,重点收集南川地区栖霞—茅口组探井—JY205-2井相关岩心,从岩石学特征、孔渗特征、有机地化、储集空间特征等方面开展工作,重点研究中二叠统栖霞—茅口组碳酸盐岩储集空间特点,并分析其对天然气储层的影响,为南川地区该层系天然气勘探开发提供理论支撑。

## 1 区域地层概况

南川地区北邻焦石坝,南接丁山,其构造处于四川盆地川东高陡弧形褶皱带二级构造单元东部,呈北东走向<sup>[14]</sup>,主体位于隔档式—隔槽式构造过渡带、自西向东分布包括阳春沟构造带、东胜构造带、平桥构造带、石桥断注构造带等(图1)。南川地区在中二叠统栖霞—茅口组时期处于碳酸盐岩缓坡沉积环境,随着水体变浅,沉积相由外缓坡相转变为内缓坡

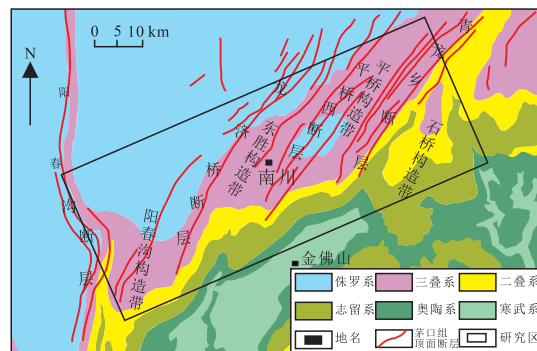


图1 南川地区构造

Fig. 1 Structure of Nanchuan area

相。茅口组沉积末期该区受东吴运动构造抬升影响,使得四川盆地茅口组顶部受到不同程度剥蚀<sup>[15]</sup>。南川地区仅茅口组茅四段部分受剥蚀影响,茅一段至茅三段保留完整。

南川地区栖霞—茅口组地层主要岩性为生屑灰岩、泥质灰岩、生屑云岩。根据测井资料、沉积旋回特征、薄片鉴定结果等将栖霞—茅口组自下而上细分为栖霞组顶部、茅一段、茅二段、茅三段、茅四段共5个小段,其中将茅一段进一步细化为3个亚段9个小层(图2)。栖霞组主要指对栖霞组顶部地层的研究,深度范围区间介于1 236~1 247 m。平桥南区DS1井、JY205-2HF井生产实践表明,茅口组中茅一

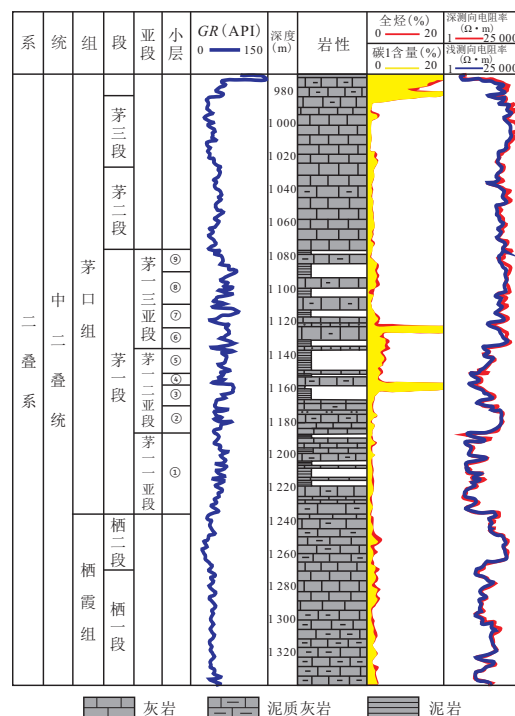


图2 南川地区JY205-2井栖霞—茅口组分层

Fig. 2 Stratigraphic column of Qixia-Maokou Formation of Well-JY205-2 of Nanchuan area

段①—③小层最具勘探潜力,即JY205-2HF井中1 160~1 235 m深度范围的地层。因此,该研究茅口组重点针对①—③小层进行分析,另外包含部分茅二段底部岩层样品。

## 2 样品采集与测试

为研究南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩岩石学、孔渗、有机地化、储集空间等特征,系统采集了JY205-2井岩心样品共计97块,其中78块进行薄片鉴定,97块进行X射线衍射全岩实验分析,46块进行孔渗项目实验分析,97块进行总有机碳含量测试,8块进行镜质体反射率测定,49块进行氩离子抛光—扫描电镜实验,基本做到关键层位全覆盖。

## 3 实验结果

### 3.1 岩石学特征

栖霞组顶部样品深度范围介于1 235~1 247 m,主要岩性为灰色—浅灰色生屑灰岩,底部含灰质云岩。主要矿物为方解石(表1),含量为43.0%~95.1%,其次为白云石(0~50.3%)、黏土矿物(2.4%~9.7%)、石英(0.3%~15%)等,此外还含有少量长石及黄铁矿。生屑包括腕足、介形虫、藻类等。值得注意的是,深度为1 247.44 m的样品含有50.3%的白云石和43%的方解石,为所有样品中白云石含量最高的灰质云岩。

茅一段第①小层深度为1 187~1 235 m,主要岩性为生屑灰岩、泥质灰岩,局部含有较高云质,组成矿物主要为方解石(22.7%~96.8%),其次为白云石(0~49.2%)、黏土矿物(1.8%~41.6%)、石英(0.5%~15.6%)等,此外还含有少量长石及黄铁矿。生屑主要包括介形虫、腕足、藻类等。

茅一段第②小层深度范围为1 171~1 187 m,主要岩性为生屑灰岩,为较纯的灰岩段,方解石含量范围为78.6%~96.1%,黏土矿物含量为2.2%~12.5%,白云石含量为0~12.3%,还含有极少量的石英、长石、黄铁矿。生屑主要包括介形虫、腕足、藻类、棘皮等。

茅一段第③小层深度为1 160~1 171 m,主要岩性为生屑灰岩、泥质生屑灰岩,方解石含量范围为56.5%~92.9%,黏土矿物含量为4.8%~20.9%,局

部含有较高含量的白云石,其次还含有极少量的石英、长石、黄铁矿。

茅二段采集深度范围为1 020~1 038 m的11个样品,主要岩性为生屑灰岩,方解石平均含量为93.36%,为纯灰岩段。

### 3.2 孔渗特征

该研究栖霞—茅口组目的层共计采集46块样品进行脉冲孔隙度、常规物性实验分析。实验结果表明,孔隙度范围为0.14%~3.50%,平均值为1.26%,其中仅有5%的样品孔隙度大于3%,小于1%的样品孔隙度数据占到了58%。渗透率平均值为 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。分析数据发现,在1 190.03~1 220.71 m深度段,即茅一段第①小层范围内,样品孔渗数值较高,但整体来看,南川地区栖霞—茅口组物性较差,属低孔低渗型储集层。

### 3.3 有机地化特征

采集的97块样品均进行了TOC(总有机碳含量)测试。结果表明,南川地区栖霞—茅口组TOC介于0.08%~5.10%,平均为0.67%,结果分析发现,泥质含量较高层段TOC含量较高。采集7个样品进行镜质体反射率测定,实验结果 $R_o$ 为1.83%~2.78%,平均值为2.31%。

## 4 储集空间划分

结合薄片、扫描电镜观察等,将南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层储集空间分为孔隙和裂缝2种类型<sup>[16-20]</sup>。其中孔隙包括无机孔和有机孔,无机孔又可细分为粒间孔、粒内孔;裂缝包括应力缝、粒缘缝、收缩缝。有机孔主要分布在泥质含量相对较高的层段,这些层段通常有较高的总有机碳含量。研究区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层有机孔在茅一段第①小层富集程度最高,主要以黏土矿物晶间充填的有机质为载体,孔径大小在几十至几百纳米不等,多数具有较好的圆度(图3a),部分受成岩作用影响,发生拉张弯曲(图3b)。其次还包括赋存于粒间充填的棱角状有机质(图3c)及草莓状黄铁矿晶间有机质(图3d)中的有机孔,这类孔隙通常孔径较小,多在几十纳米,偶见孔径在几百纳米甚至数微米的有机孔(图3e)。

无机孔中的粒间孔主要指存在于矿物颗粒之间

表1 南川地区JY205-2井部分样品实验数据  
Table 1 Experiment data of some samples in Well-JY205-2 of Nanchuan area

序号	层位	岩性	深度 (m)	石英 (%)	长石 (%)	方解石 (%)	白云石 (%)	黄铁矿 (%)	黏土矿物 (%)	TOC (%)	镜质体反 射率(%)	脉冲渗透率 ( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	有效孔隙度 (%)	
1	茅二段	生屑灰岩	1 020.00	1.3	0	88.6	4.5		5.6	0.24				
2			1 025.27	0.9	0	93.2	0		5.9	0.16				
3			1 035.71	0.1	0	93.7	2.2		4.0	0.42		0.001 317 5	0.918	
4			1 038.23	1.1	0	91.7	3.2		4.0	0.24				
5	茅一段③小层	生屑灰岩、 泥质生屑、 灰岩	1 160.00	5.0	0.6	70.4	2.3		20.9	1.70	2.31	0.390 706 0	2.020	
6			1 162.04	1.6	0	78.6	2.9		13.6	0.56		0.000 853 0	1.187	
7			1 164.50	0.8	0.6	84.0	2.4		11.6	0.57		0.000 083 9	0.962	
8			1 165.84	7.5	0.5	77.9	2.4	0.2	11.1	1.39				
9			1 166.75	3.9	0	86.0	5.1		4.6	0.35	2.11	0.003 794 5	0.707	
10			1 170.78	3.0	0	81.3	2.7		10.3	0.34		0.050 424 5	1.121	
11	茅一段②小层	生屑灰岩	1 180.06	0.4	2.3	91.8	2.6		2.9	0.22		0.000 254 9	0.627	
12			1 183.74	0.3	0.4	92.0	1.1	0.2	6.0	0.48		0.105 983 8	0.558	
13			1 185.46	0.2	1.0	82.3	12.3	0.2	4.0	1.27	2.42	0.001 089 9	1.469	
14			1 186.58	0.5	0.6	91.3	3.6		4.0	1.16				
15	茅一段①小层	生屑灰岩、 泥质灰岩夹、 灰质云岩	1 187.61	0.6	0.7	94.3	0		4.4	0.44		0.000 118 5	0.701	
16			1 192.57	6.0	0.7	59.3	5.4		26.8	0.77		0.025 243 2	1.562	
17			1 194.55	15.4	0.4	47.8	2.0	0.1	31.9	0.71		0.233 938 3	1.978	
18			1 201.16	8.5	1.0	70.0	5.2	0.3	13.9	1.25		0.332 262 7	3.474	
19			1 203.12	0.5	0	94.1	0		5.1	0.24		0.000 660 4	0.548	
20			1 211.35	13.9	0.7	60.2	0	0.8	16.7	0.88	2.16	0.015 909 9	3.501	
21			1 215.34	6.5	0	48.3	0		25.6	0.79	2.69	0.680 529 0	1.202	
22			1 216.51	8.0	0	81.9	0	0.6	9.5	1.00				
23			1 219.31	1.0	0	56.2	0.4	0.2	15.6	0.65		0.000 430 1	0.405	
24			1 221.40	4.9	0	77.6	1.3	0.2	11.0	0.33	2.78	0.007 055 8	0.712	
25			1 223.91	9.1	0	47.6	1.5	0.2	24.1	0.9		0.003 499 1	1.991	
26			1 226.37	10.1	0	54.8	8.6		16.4	0.53		0.022 856 2	3.508	
27			1 231.02	4.0	0	83.5	0		10.8	0.45		0.002 030 8	1.446	
28			1 233.14	7.9	0	24.6	49.2	0.2	8.9	0.60		0.001 954 9	2.245	
29			1 235.12	15	0	78.8	0	0.2	6.0	0.79		0.011 419 9	1.903	
30	栖霞组	生屑灰岩、 灰质云岩	1 236.12	5.1	0	88.7	2.3		3.9	0.10				
31			1 236.91	0.8	0.7	93.4	1.1		4.0	0.08		0.003 380 3	0.480	
32			1 242.16	0.4	1	88.1	3.4	0.3	6.8	0.37		0.000 739 3	0.411	
33			1 243.81	3.4	0	67.0	24.3		5.3	0.28		0.000 684 3	0.375	
34			1 246.10	0.7	0	93.8	2.9		2.6	0.13		0.006 126 0	0.754	
35			1 247.44	3.6	0.6	43.0	50.3	0.1	2.4	0.44		0.000 555 0	0.731	

的孔隙,包括方解石、石英、长石、草莓状黄铁矿等颗粒之间的孔隙,这类孔隙多呈棱角状,孔径差异较大,从几十纳米至几微米都有分布。粒间孔在各层段均有发现,其中灰质含量较高的层段分布较多,如茅一段②小层、茅二段(图3f)。

粒内孔指存在于矿物颗粒内部的孔隙,这类孔隙在南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层中最为常见,包括各类溶蚀孔、黏土矿物晶间孔、铸模孔等。溶蚀孔在方解石、白云石颗粒表面最为常见,但不同基底发育的溶蚀孔各有特点,方解石表面溶蚀孔通常孔径较大,多在几百纳米至几微米(图3g),在方解

石表面均匀分布;而白云石表面溶蚀孔孔径较小,多为几十至几百纳米,很少超过 $1\mu\text{m}$ 且多成片分布(图3h),分布不均匀。在实际观察过程中发现方解石表面溶蚀孔存在多种形态,包括圆形(图3i)、三角形(图3i)、正方形(图3j)、多边形(图3i)、不规则形状(图3i)等,推测可能为不同溶蚀阶段造成。黏土矿物晶间孔在泥质含量较高层段分布广泛,如茅一段①小层泥页岩段、茅一段③小层泥质灰岩段,且多成群出现(图3k),具有一定的连通性,较长者可延伸数十微米。偶见铸模孔,通常表现为孔隙内部见棱角状轮廓(图3l),为矿物颗粒脱落所致,可能为制样时

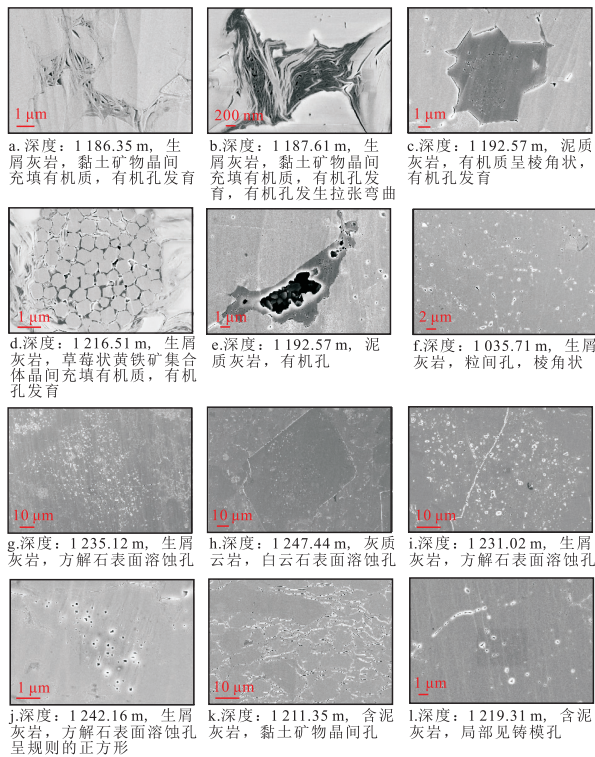


图3 南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩孔隙发育情况  
Fig. 3 Pores in carbonate rocks of Qixia-Maokou Formation of Nanchuan area

外力作用造成。

应力缝指受应力作用产生的裂缝。在研究区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层中应力缝多见于宏观尺度,如岩心表面肉眼可见的高角度裂缝,多为碳酸盐矿物充填(图4a)。另外还包括薄片鉴定中观察到的一些裂缝,缝宽在几十至几百微米,通常延伸较长,且为矿物充填(图4b)。

粒缘缝即为颗粒周缘分布的裂缝。最常见的粒缘缝是碳酸盐岩矿物周缘受溶蚀作用产生的溶蚀缝,在整个栖霞—茅口组层段均有分布。方解石和白云石周缘溶蚀缝同样表现出一定差异性,受白云石化作用影响,白云石通常颗粒较大且规则,常呈现较规则的四边形,平均粒径为几十微米,其溶蚀缝通常较为平直,缝宽变化小,使得白云石晶体边界有较好的呈现。而方解石溶蚀缝相对不规则,常以连通串珠状溶蚀孔的形式出现。溶蚀缝具有很好的连通作用,不仅可以将碳酸盐岩周缘串珠状分布的溶蚀孔连通起来(图4c),不同矿物周缘的溶蚀缝还可以相互连通,形成延伸长远的树枝状(图4d)或网状孔缝(图4e),对储层孔渗做出了重要贡献。此外可见石英(图4f)、滑石等颗粒周缘发育粒缘缝,滑石周缘

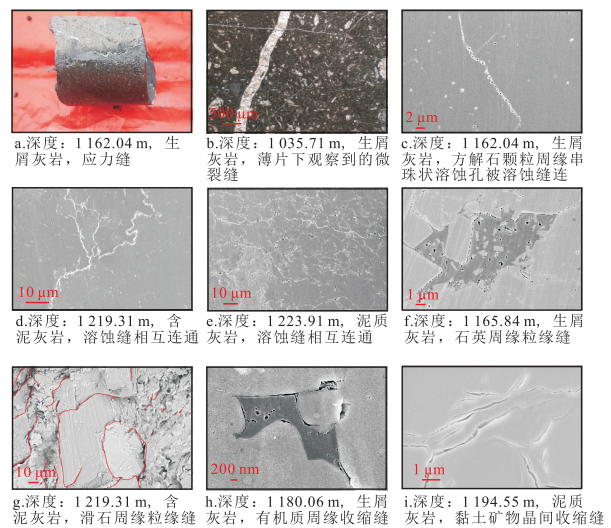


图4 南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩裂缝发育情况  
Fig. 4 Fractures in carbonate rocks of Qixia-Maokou Formation of Nanchuan area

粒缘缝主要分布于茅一段①小层等滑石含量较高部位(图4g)。

收缩缝指在成岩作用过程中,受成岩作用环境变化影响,基质体积收缩产生的裂缝,其中有机质周缘收缩缝较为常见,受有机质形态轮廓影响,可见弯曲、平直等多种收缩缝形态(图4h)。此外局部可见黏土矿物周缘收缩缝(图4i)。

## 5 储集空间特征讨论

南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层储集空间特征随岩性变化表现出一定差异性,整体表现为纯碳酸盐岩段储集空间主要为以溶蚀作用为主的溶蚀孔和溶蚀缝,泥质含量较高的层段储集空间类型中黏土矿物晶间孔及不同形态的有机孔比重明显升高。

栖霞组整体岩性以生屑灰岩为主,局部白云石含量较高,黏土矿物及有机质含量较低。储集空间主要以溶蚀孔、溶蚀缝为主,含有少量黏土矿物晶间孔及有机孔。在1243.81 m与1247.44 m深度附近的两个样品白云石含量增加明显,多为含云或云质灰岩,局部可见灰质白云岩,孔隙中溶蚀缝占比最高,其次为溶蚀孔,极少的黏土矿物晶间孔和有机质孔。而栖霞组其他层段相比之下,溶蚀孔占比增加,溶蚀缝占比降低,且溶蚀缝多为断点式或断续式及弯曲式。根据图像处理所得面孔率<sup>[21]</sup>数据可见(图5a—图5d),白云石含量较高层段溶蚀孔面孔率

平均为2.87%,溶蚀缝面孔率为1.69%;其余灰岩段溶蚀孔面孔率为3.40%,溶蚀缝面孔率为5.63%。可见栖霞组灰岩段溶蚀孔缝为该层段提供了主要的储集空间。

茅一段①小层岩性可分为3段,第1段为深度1 187.61 m、1 196.73~1 198.92 m、1 217.49 m范围样品,为生屑灰岩段,孔隙以溶蚀孔和溶蚀缝为主,含少量黏土矿物晶间孔,极少有机孔;第2段为云质灰岩或灰质白云岩段,深度在1 189.05 m、1 233.14~1 235.12 m,孔隙以溶蚀孔和溶蚀缝为主,相对于茅口组纯灰岩段和栖霞组白云石含量较多的层位,该层黏土矿物晶间孔含量更多,有机孔较发育;其余层段为泥质灰岩段或泥页岩段,孔隙以溶蚀孔、溶蚀缝为主,黏土矿物晶间孔比例增加,是所有岩性中黏土矿物晶间孔最发育的岩性,有机质孔隙发育,局部黄铁矿富集。整个茅一段第①小层,溶蚀孔面孔率平均约5.85%,主要表现在较大的溶蚀孔孔径,达数微米;溶蚀缝面孔率约2.18%;部分泥页岩段黏土矿物晶间孔占比高,面孔率高达11.67%(图5e—图5g)。由此可见茅一段第①小层主要储集空间仍以溶蚀孔为主,局部泥质含量较高层段主要储集空间为黏土矿物晶间孔。

茅一段第②小层整体上岩性以生屑灰岩或含生

屑灰岩为主,局部白云石或泥质含量增加。主要以溶蚀孔和溶蚀缝为主,其次为有机孔,极少的黏土矿物晶间孔。所取具有代表性的生屑灰岩表面溶蚀孔平均面孔率约3.44%(图5h)。

茅一段第③小层分为上下两段,下段1 164.50~1 170.78 m范围主要为生屑灰岩,有机质和黏土矿物含量较少,孔隙以溶蚀孔和溶蚀缝为主,零星可见有机孔,极少见黏土矿物晶间孔。上段1 160.0~1 164.5 m范围内主要为含泥生屑灰岩或泥质生屑灰岩,有机质和黏土矿物含量较高,孔隙仍以溶蚀孔和溶蚀缝为主,与下段不同的是有机质多数孔隙发育,黏土矿物晶间孔和有机孔占比高于下部纯灰岩段。其中下部灰岩段溶蚀孔面孔率约4.08%,上部泥质灰岩段溶蚀缝面孔率约3.69%(图5i、图5j)。

茅二段根据所取样品可见岩性主要以生屑灰岩为主,孔隙主要以溶蚀孔和溶蚀缝为主,有机孔和黏土矿物晶间孔极少。溶蚀孔所测面孔率平均为2.84%;溶蚀缝面孔率约1.08%(图5k、图5l)。

储集空间是油气保存、聚集的主要场所,因此,储集空间发育情况是评价优质储层的关键参数。茅一段①小层有机孔较发育,黏土矿物晶间孔发育最好,粒内溶蚀孔和黏土矿物晶间孔面孔率数值最高,与该层段较高的孔隙度、渗透率数值吻合较好,对储层渗透率做出较大贡献。茅一段①小层是南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层勘探有利层位。

经过以上分析,南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层与常规碳酸盐岩储层存在一定差异<sup>[22]</sup>。常规碳酸盐岩储层主要以发育孔洞型、裂缝型等较大储集空间为特点<sup>[11-14]</sup>,而该研究中南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层主要以孔隙、裂缝等小型储集空间为主。溶蚀作用使得孔缝间具有较好的连通性,为南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层得以规模开发作出重要贡献。

## 6 结论

1) 南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储集空间主要包含孔隙和裂缝两大类。其中孔隙包括无机孔和有机孔,无机孔又分为粒间孔和粒内孔;裂缝包括应力缝、粒缘缝、收缩缝。

2) 储集空间类型受岩性控制明显。最常见的储集空间类型为碳酸盐岩中以溶蚀作用为主的粒内

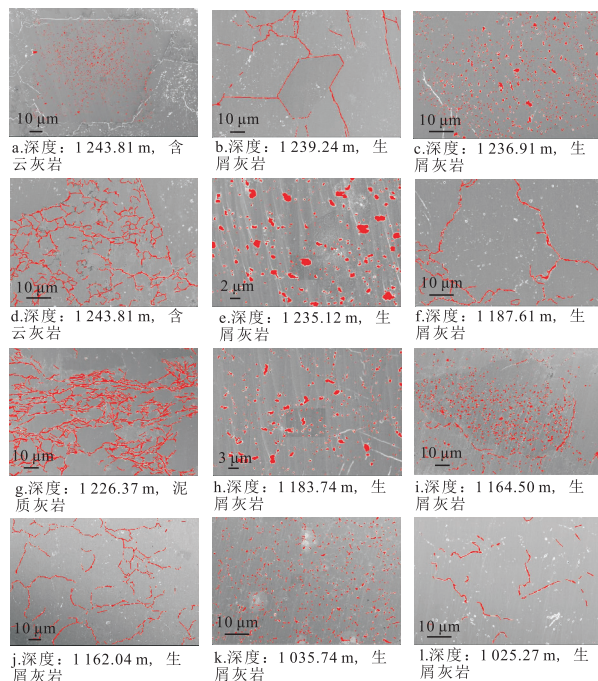


图5 南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩面孔率特征

Fig. 5 Surface porosity in carbonate rocks of Qixia-Maokou Formation of Nanchuan area

溶蚀孔和粒缘溶蚀缝,其中粒缘溶蚀缝具有较好的孔缝连通作用,有利于改善储层渗透率;而泥质含量较高层段含有较丰富的黏土矿物晶间孔,以及少量的草莓状黄铁矿晶间孔。

3) 有机孔在南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层中并不占主导地位,偶见粒间充填少量有机质,发育部分有机孔。

4) 茅一段①小层粒内溶蚀孔和黏土矿物晶间孔面孔率数值最高,与该层段较高的孔隙度、渗透率数值吻合较好,可见这类储集空间对储层渗透率贡献较大。因此,茅一段①小层是南川地区栖霞—茅口组碳酸盐岩储层勘探有利层位。

#### 参考文献

- [1] 白晓亮,杨跃明,杨雨,等.川西北栖霞组优质白云岩储层特征及主控因素[J].西南石油大学学报(自然科学版),2019,41(1):47-56.  
BAI Xiaoliang, YANG Yueming, YANG Yu, et al. Characteristics and controlling factors of high-quality dolomite reservoirs in the Permian Qixia Formation, Northwestern Sichuan[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(1): 47-56.
- [2] 徐祖新.川东地区中二叠统茅口组天然气成因及气源[J].特种油气藏,2019,26(2):16-22.  
XU Zuxin. Genesis and source of gas in Middle Permian Maokou Formation of eastern Sichuan Basin[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 16-22.
- [3] 宋学锋.川西北地区中二叠统茅口组沉积特征及模式[J].东北石油大学学报,2018,42(4):66-74.  
SONG Xuefeng. Sedimentary characteristics and sedimentary facies model of the middle Permian Maokou formation in northwestern Sichuan[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2018, 42(4): 66-74.
- [4] 苏旺,陈志勇,汪泽成,等.川西地区中二叠统栖霞组沉积特征[J].东北石油大学学报,2016,40(3):41-50.  
SU Wang, CHEN Zhiyong, WANG Zecheng, et al. Sedimentary characteristics of the middle Permian Qixia formation in the western Sichuan area[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016, 40(3): 41-50.
- [5] 徐姣,孙庆莉,段杰,等.四川盆地东部涪陵—巴南地区茅口组储层特征及预测[J].天然气勘探与开发,2019,42(3):86-94.  
XU Jiao, SUN Qingli, DUAN Jie, et al. Predicting reservoir characteristics of Maokou Formation, Fuling-Ba'nan area, eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(3): 86-94.
- [6] 宋晓波,隆轲,王琼仙,等.四川盆地西部中二叠统茅口组油气地质条件及勘探潜力[J].海相油气地质,2016,21(1):1-6.  
SONG Xiaobo, LONG Ke, WANG Qiongxiang, et al. Petroleum geology conditions and exploration potential of Middle Permian Maokou carbonate rock in western part of Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2016, 21(1): 1-6.
- [7] 汪泽成,江青春,黄士鹏,等.四川盆地中二叠统茅口组天然气大面积成藏的地质条件[J].天然气工业,2018,38(1):30-38.  
WANG Zecheng, JIANG Qingchun, HUANG Shipeng, et al. Geological conditions for massive accumulation of natural gas in the Mid-Permian Maokou Fm of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 30-38.
- [8] 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.
- [9] 陈轩,赵宗举,高阳,等.四川盆地北部中二叠统茅口组碳酸盐岩斜坡沉积及其油气勘探意义[J].海相油气地质,2013,18(4):9-14.  
CHEN Xuan, ZHAO Zongju, GAO Yang, et al. Middle Permian Maokou carbonate slope deposition and its significances for petroleum exploration in northern part of Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2013, 18(4): 9-14.
- [10] 胡安平,潘立银,郝毅,等.四川盆地二叠系栖霞组、茅口组白云岩储层特征、成因和分布[J].海相油气地质,2018,23(2):39-52.  
HU Anping, PAN Liyin, HAO Yi, et al. Origin, characteristics and distribution of dolostone reservoir in Qixia Formation and Maokou Formation, Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2018, 23(2): 39-52.
- [11] 李颖.蜀南观音场气田茅口组气藏开发潜力研究[D].成都:成都理工大学,2011.  
LI Yin. Study on development potential for gas reservoir of Maokou Formation of Guanyinchang Gas-field in Sichuan Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2011.
- [12] 肖笛,谭秀成,山述娇,等.四川盆地南部中二叠统茅口组古岩溶地貌恢复及其石油地质意义[J].地质学报,2014,88(10):1992-2002.  
XIAO Di, TAN Xiucheng, SHAN Shujiao, et al. The restoration of palaeokarst geomorphology of Middle Permian Maokou Formation and its petroleum geological significance in Southern Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(10): 1992-2002.
- [13] 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.
- [14] 唐建信.利用地震品质因子Q比例的分布特征预测南川页岩气藏保存条件[J].石油与天然气地质,2019,40(4):930-937.  
TANG Jianxin. Prediction of preservation conditions for Nanchuan shale gas reservoirs based on distribution of seismic quality factor Q[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 930-937.
- [15] 江青春,胡素云,汪泽成,等.四川盆地茅口组风化壳岩溶地貌及勘探选区[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.

(下转第218页)