

聂国权, 淡永, 徐亮, 等. 蜀南Z工区茅口组顶岩溶古地貌、古水系特征与刻画[J]. 中国岩溶, 2020, 39(6): 911-917.
DOI: 10. 11932/karst20200610

蜀南Z工区茅口组顶岩溶古地貌、 古水系特征与刻画

聂国权^{1,3}, 淡永¹, 徐亮², 梁彬¹, 李景瑞¹

(1. 中国地质科学院岩溶地质研究所, 广西 桂林 541004; 2. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 成都 610041; 3. 自然资源部、广西岩溶动力学重点实验室, 广西 桂林 541004)

摘要: 蜀南地区茅口组灰岩岩溶储层较为发育, 是蜀南地区重要的产层之一。但是该套储层非均质性强、缝洞充填程度高, 储层预测具有较大困难。恢复岩溶古地貌、刻画古水系, 可以摸清岩溶储层的发育分布规律, 对蜀南地区茅口组油气勘探具有重要的指导意义。本文利用印模—趋势面法, 以茅口组顶至长兴组顶的沉积厚度为标识, 恢复了蜀南Z工区的岩溶古地貌, 根据微地貌组合形态, 划分了4类三级地貌单元, 并结合岩溶水文地质学理论在Z工区刻画出南北向地表水系。分析认为不同的地貌位置, 水动力条件具有较大差异; 河流两侧位于径流区, 水动力条件最强, 溶蚀孔缝最发育, 是下一步储层勘探方向。

关键词: 茅口组; 灰岩储层; 古岩溶; 印模—趋势面法; 蜀南地区

中图分类号: P618.13 **文献标识码:** A

文章编号: 1001-4810(2020)06-0911-07 **开放科学(资源服务)标识码(OSID):**



0 引言

蜀南地区是中国重要的天然气产区, 天然气广泛富集于茅口组岩溶储层之中^[1]。茅口组古岩溶储层自1957年隆10井获气以来, 经过60余年的勘探, 到目前为止仍是蜀南地区重要的产层之一。截至2018年, 蜀南地区茅口组共发现了325个灰岩缝洞型气藏, 累计探明储量 $852 \times 10^8 \text{ m}^3$, 年产气约 $6.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[2-3]。前人研究认为茅口组沉积末期发生的暴露岩溶作用是岩溶储层形成的主要原因^[4-7]。近年来随着开发程度的不断加深, 发现茅口组岩溶储层具有非均质性较强、缝洞充填程度较高、井间岩溶储层差别较大, 产量递减速率较快等特点, 这给勘探开发

工作带来了一定的困难。因此, 需要深入开展岩溶储层地质研究, 掌握茅口组岩溶储层分布规律, 进而指导勘探开发。

岩溶是水对可溶性岩石(碳酸盐岩、石膏、岩盐等)进行以化学溶蚀作用为主, 还包括流水的冲蚀、潜蚀和崩塌等机械作用为辅的地质作用, 以及由这些作用所产生的现象的总称^[8-9]。岩溶古地貌是岩溶作用与各类地质作用综合的结果^[10], 地貌形态对岩溶地下水运动及其形成的溶蚀孔、洞、缝发育起着控制作用^[11-13]。所以, 恢复岩溶古地貌是认识缝洞成因的基础, 对古岩溶储层形成机理、分布规律及对优质储层预测和评价具有重要的意义^[12-14]。

前人对蜀南茅口组古地貌做了一定的研究工

资助项目: 受中石油重大科技专项“西南油气田天然气上产300亿立方米关键技术研究与应用——四川盆地二、三叠系天然气富集区带评价(2016E-0603)”；中国石油西南油气田分公司2018年天然气开发前期评价专题项目(XNS14JS2018-060)；中国地质调查项目(DD20190723)

第一作者简介: 聂国权(1991—), 男, 研究实习员, 主要从事古岩溶油气储层地质研究。E-mail: nieguoquan@mail.cgs.gov.cn。

通信作者: 淡永(1986—), 男, 助理研究员, 主要从事沉积地质及古岩溶油气储层地质研究。E-mail: danyong@mail.cgs.cn; 徐亮(1982—), 男, 高级工程师, 主要从事沉积相和储层研究。

收稿日期: 2019-08-27

作^[14-16],但大多是划分二级地貌单元,桑琴等^[11]虽然刻画了三级微地貌和古水系,但整体研究精度不够,缺乏对蜀南重点地区岩溶古地貌的精细表征。本次研究在前人工作的基础上,结合现代岩溶理论和分类方法,充分吸纳最新地质成果和地震解释资料,以蜀南Z工区为研究对象,恢复茅口组顶岩溶古地貌,并对三级微地貌、古水系进行了精细刻画,为下一步储层成因分析、储层预测评价提供基础,以便更好的指导蜀南地区的勘探开发。

1 地质背景

蜀南地区位于四川盆地南部,北起资中—大足、南达兴文—珙县、西到犍为一井研、东至江津—同福场,处于川西南低陡褶皱带、川南低陡断褶带和川中平缓断褶带的南部;Z工区处于蜀南地区西北部,位

于荣县—威远一带,面积约780 km²(图1)。蜀南地区茅口组为一套浅海碳酸盐岩开阔台地相沉积^[16],岩性主要为灰白、灰、深灰色泥晶灰岩、生物碎屑灰岩,含燧石结核灰岩^[17],厚度为200~400 m^[16,18],基质岩块致密性脆,易形成裂缝。储集空间以次生溶蚀孔洞缝为主,储层具有低孔低渗、非均质性强的特点,主要受东吴运动导致的暴露岩溶作用控制。根据岩性和电性差异可将茅口组至下而上分为四段:茅一段以黑灰色中质厚层状灰岩为主,夹泥质条带,具眼球状构造,与生物碎屑灰岩互层,厚40~171 m;茅二段以灰色厚层块状灰岩为主,下部含泥质和燧石条带,厚93~302 m;茅三段以深灰色块状生物碎屑灰岩为主,厚0~68 m;茅四段以深灰色、灰黑色中层灰岩夹生物碎屑灰岩为主,厚0~120 m(图2)。其中茅一段和茅二段自上而下可细分为a、b、c三个亚段^[19]。

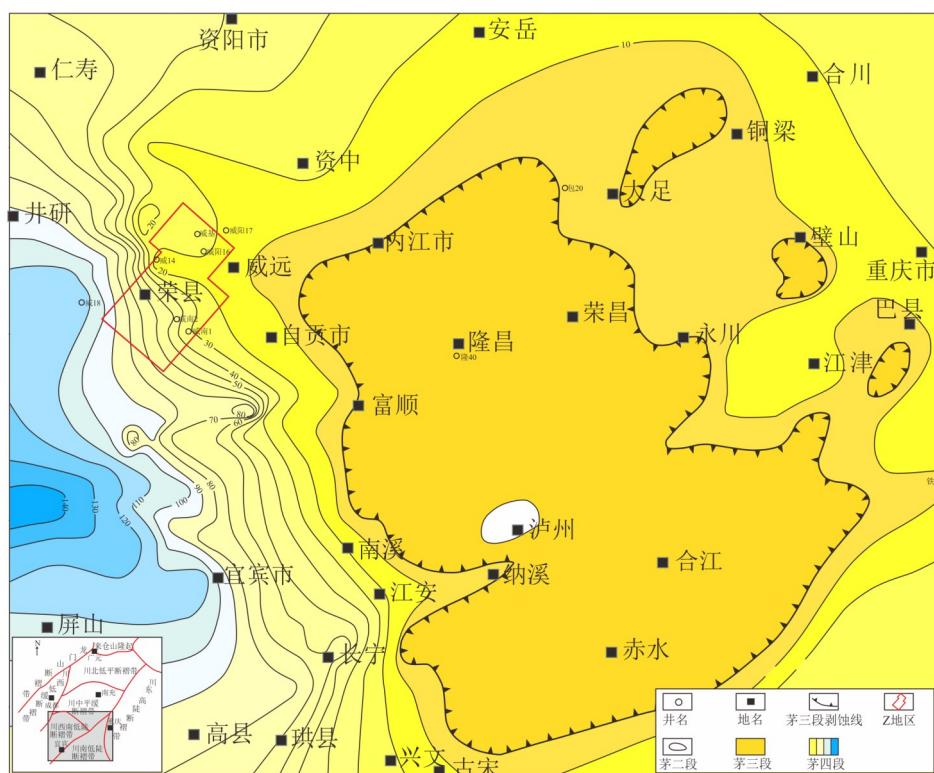


图1 蜀南Z工区构造位置图

Fig. 1 Tectonic location map of Z area in southern Sichuan basin

2 古岩溶地貌恢复

2.1 古地貌恢复方法

常用的古地貌恢复方法为印模法和残厚法,方法的关键在于寻找基准面,即通过基准面与恢复面的差值来反映古岩溶地貌的高低起伏,一般通过钻

井层位数据或地震深度域层位数据来计算分析。蜀南Z工区面积不大,但钻井分布极不均匀,几乎所有的钻井分布在Z工区的北部,中部和南部钻井极少,因此,基于钻井资料的层位数据难以满足三级微地貌精细刻画的要求。但Z工区三维地震全覆盖,重点层位解释的精度相对较高,因而本文主要利用地震

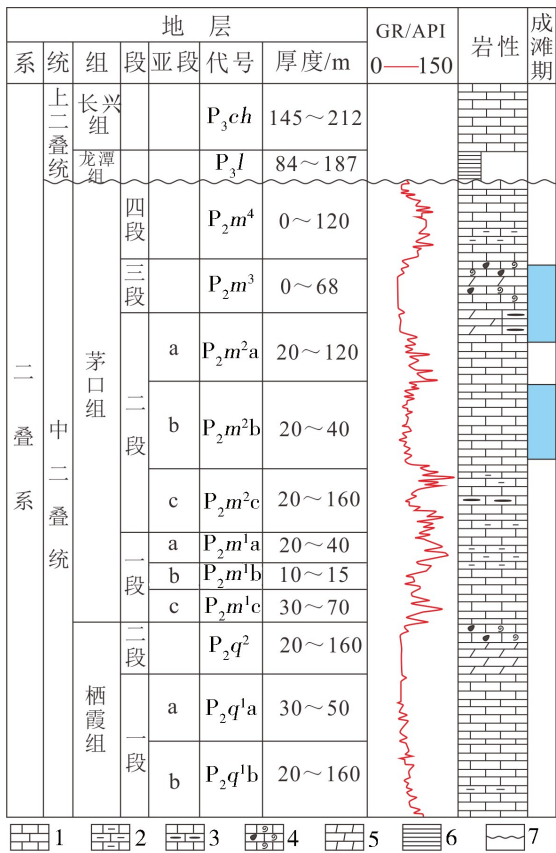


图2 蜀南地区茅口组综合柱状图^[3](有修改)

Fig. 2 Stratigraphic column of Maokou formation in southern Sichuan basin^[3](modified)

1. 灰岩 2. 泥灰岩 3. 硅质岩 4. 生物灰岩 5. 白云岩 6. 泥岩 7. 不整合面

层位数据来恢复古地貌。

残厚法和印模法的区别在于:①残厚法。残厚法的关键在于选择目的层下伏基准面。前人曾选择栖霞组顶面(茅口组底面)作为下伏基准面恢复蜀南地区岩溶古地貌^[15,20],但是研究发现受东吴运动的影响,茅口组沉积末期发生了不均匀的抬升,褶皱、断裂较为发育,地层倾角区域变化相对较大。此外,Z工区北部在茅口组沉积前属于隆起区,茅口组不属等厚沉积。这表明栖霞组顶面难以作为基准面来恢复茅口组岩溶古地貌,利用茅口组残余厚度恢复古地貌在本区并不适用。②印模法。印模法的关键在于选择目的层的上覆基准面,茅口组上覆最近的标志层为龙潭组海侵泥岩。胡修权等^[20]曾选择龙潭组顶面作为印模法的基准面,但由于龙潭组厚度变化大,且这套地层与上覆长兴组灰岩界限很难在地震剖面上连续追踪,故龙潭组顶面无法作为上覆基准面。研究认为蜀南地区茅口组上覆龙潭组—长兴组沉积期为一个完整的海侵—海退旋回,为补偿沉积,

对茅口组的岩溶古地貌填平补齐,龙潭组和长兴组印模厚度能较为真实的反映龙潭组沉积前茅口组古地貌特征。同时,长兴组顶面距茅口组顶面相对较近,受构造活动的影响相对较小,分布广泛,厚度稳定,其与茅口组顶剥蚀面的距离和茅口组顶剥蚀面呈镜像关系,能较为准确地反映当时的古地貌特征。此外长兴组顶部灰岩与飞仙关组底部泥岩直接接触,岩性突变,波阻抗差异较大,在地震剖面上能较好的识别与对比,因此以长兴组顶面作为Z工区茅口组古地貌恢复的基准面比较合适。值得一提的是,长兴组沉积末期,受苏皖运动的影响,蜀南长兴组抬升遭受剥蚀和淋滤作用,但构造活动强度不大,溶蚀作用规模相对较小。为减小起伏误差,需对长兴组顶面进行趋势面化处理,即根据长兴组顶面起伏变化趋势拟合成一种新的趋势面,这种趋势面是实际曲面的最佳拟合。综上所述,本次研究利用印模—趋势面方法恢复茅口组顶岩溶古地貌。

2.2 古地貌识别标准

古地貌识别主要依据如下:

- (1)当茅口组残余厚度较大而上覆龙潭组和长兴组充填厚度较薄时,为相对岩溶正地形;
- (2)当茅口组残余厚度较小而上覆龙潭组和长兴组充填沉积厚度较大时,说明古地貌侵蚀作用较强,为相对岩溶负地形;
- (3)当茅口组地层保存较全,残余厚度较大,而上覆龙潭组和长兴组充填沉积厚度比周围有明显增厚时,表明该区处于构造低部位;
- (4)当茅口组地层不全,残余厚度较小,而上覆龙潭组和长兴组充填沉积厚度也较小时,表明该区处于构造高部位。

3 三级岩溶古地貌识别结果

蜀南Z工区面积较小,区域上处于岩溶缓坡地二级岩溶古地貌的位置^[11]。根据现代岩溶地质学理论,并结合Z工区茅口组顶面岩溶古地貌特点,岩溶地貌个体形态及组合形态的划分指标体系如下:

3.1 岩溶正地形

Z工区主要的岩溶正地形个体形态为溶丘,溶丘一般山体高<25 m(山体高差5~10 m为微丘),高/底座直径<0.5,山体一般呈浑圆状(山体边坡一般<30°)。

3.2 岩溶负地形

(1)岩溶槽谷(溶峰峡谷、岩溶谷地):岩溶槽谷属长条形溶蚀谷地,底部地势相对平坦,并向一端倾斜(谷底坡度一般 $<15^{\circ}$),其宽度一般 $>5\text{ m}$,长一般 $>50\text{ m}$,断面多呈“U”字形,两岸地形坡度相对平缓,上部较开阔;若两岸地形坡度较陡(一般 $>60^{\circ}$),且两岸地形变坡处高度与谷底宽比 >2 倍,则称为溶峰峡谷;若岩溶槽谷长度 $>100\text{ m}$ 、宽 $>10\text{ m}$,具有地表水系,则称为岩溶谷地。参照南方现代岩溶谷地特征,此类岩溶地貌特点主要是:a.一般在有流水作用参与下而形成的长条形溶蚀谷地,谷底较为平坦,并向一端倾斜,其规模较大,长达数公里,宽达数百米;b.岩溶槽谷内具有长年性地表溪流或季节性溪流时伏时出,最终都消于落水洞中;c.部分岩溶槽谷为干河槽,岩溶槽谷内洼地、漏斗比较发育;d.上部一般有覆盖层;e.分布明显受构造控制。

(2)洼地:属负地形,形状不规则,一般为近圆形、椭圆形,平面上多属“倒圆锥”形,洼地底部多分布有落水洞,其个体形态底部直径一般 $<200\text{ m}$ 。如溶峰与洼地底部相对高差 $<25\text{ m}$,一般称为浅洼地

(或“碟状”洼地);如相对高差 $>25\text{ m}$,一般称为深洼地(或称“漏斗状”洼地),洼地底部一般具有覆盖层。

3.3 微岩溶地貌组合形态及刻画

三级地貌主要以微地貌组合形态(一般包括正地形和负地形)来表征,代表着一定范围内的主要地貌特征,经识别主要有4类微地貌组合形态。

(1)丘丛洼地。主要由溶丘和洼地组成,溶丘顶至洼地底相对高差一般不超过 25 m ,此类地貌洼地多为浅洼地。

(2)丘丛谷地。主要由溶丘和谷地组成,溶丘之间为谷地,溶丘顶至谷地底相对高差一般不超过 25 m ,发育地表水系。

(3)丘丛槽谷。主要由溶丘和槽谷组成,溶丘之间为槽谷,溶丘顶至槽谷底相对高差一般不超过 25 m 。

(4)岩溶谷地。和岩溶槽谷相似,槽谷长度大于 100 m ,宽大于 10 m ,且具有地表水系。

结合微地貌组合形态,可将Z工区茅口组顶岩溶古地貌划分为4类三级地貌单元(表1),具体刻画如图3。

表1 Z工区茅口组顶面古岩溶类型划分表
Table 1 Classification of the karst paleogeomorphology types on the top of the Maokou formation in the Z area

古岩溶地貌类型			分布位置
二级	三级	主要微地貌形态	
岩溶缓坡地	丘丛洼地	溶丘、洼地	工区东南部、西南部、东部和北部
	丘丛谷地	溶丘、洼地、谷地	工区西部、西北部和东北部
	丘丛槽谷	溶丘、槽谷、洼地	威202H5井区西侧
	岩溶谷地	溶丘、槽谷、谷地	地表河径流区

4 古水系刻画

根据茅口组顶面与长兴组顶面地震层位数据,利用印模—趋势面方法恢复的龙潭组沉积前古岩溶地貌,整体表现为北部、东部地势较高,东北部、西部和南部地势相对较低。根据古地形、古地势特征及丘丛谷地、丘丛洼地、岩溶谷地在平面上的分布和相互配置关系,蜀南Z工区龙潭组沉积前古岩溶面主要发育南北向地表水系,两侧发育支流(图3)。

南北向古水系由工区南端至工区西北部威14井附近,区域上地表径流具有自南向北方向径流特点,河流的南部河道宽敞,河道宽 $1.0\sim1.5\text{ km}$,河谷延展

缓慢降坡,具有曲流河性质;河流的中部河道逐渐变窄,河道宽 $0.3\sim1.2\text{ km}$,发育心滩,两侧发育支流,两侧支流分别向西、北西、北东方向径流;河流的北部河谷进一步变窄,宽 $0.15\sim0.90\text{ km}$,河道东侧发育支流,支流向北东方向径流排泄。整体河床坡度小于 1% (图3)。

5 岩溶古地貌特征与岩溶发育关系

Z工区在区域上属岩溶缓坡地二级地貌单元,三级古岩溶地貌具有如下特征:地形、地势具有自工区北部和东部向南部和西部缓慢降低,具有明显地势坡降,坡降一般小于 2% ,丘洼相对高差一般小



图 3 Z 工区茅口组暴露期三级地貌及古水系刻画

Fig. 3 Three-level paleogeomorphology and paleo-water system map of the exposure periods during Maokou formation in the Z area

于 20 m,局部可达 20~30 m,整体属于微地貌形态。根据微地貌组合特征,岩溶地貌主要为丘丛洼地、丘丛谷地、丘丛槽谷和岩溶谷地等 4 个三级古地貌类型单元。前人研究发现,茅口组暴露 7~8 Ma,暴露时间相对较短,整体属于岩溶地貌形成演化过程中的初期灰岩岩溶地貌(山体顶与洼地相对高差较小,地形起伏相对较小,地表水系切割深度小)(图 3,图 4),难以形成大规模的峰丛洼地。受区域地下水排泄基准面和茅二 c—茅一段相对隔水层的影响,岩溶作用主要位于浅层。不同岩溶地貌特征与岩溶发育条件分析如下:

(1)丘丛洼地,丘丛洼地分布范围最广,位于工区的西南部、东南部、东部和北部,地形、地势有一定的起伏,相对高差一般不大于 20 m,局部可达 30 m,断层附近最高甚至可达 40 m,区域地势相对较高,其

中东部地势最高,整体属于高部位地区。茅口组顶至长兴组顶面厚度为 160~200 m,其中大部分区域厚度为 170~190 m,属微地貌形态。丘丛洼地地表水系不发育,负地形主要以洼地为主。岩溶作用特点如下:

岩溶面有一定的起伏,属工区高部位地区,属研究区地下水补给区,岩溶作用周期相对较短。大气降水以垂向入渗为主,岩溶作用主要沿着裂缝进行,受地形坡降的影响,西南部、东南部丘丛洼地岩溶水分别向河道径流排泄;东部丘丛洼地的岩溶水分别向西侧和南侧径流排泄,最终汇入河道;北部丘丛洼地的岩溶水向南径流排泄。丘丛洼地相对高差不大,该时期岩溶作用主要位于茅四段—茅二 b,从而造成浅层溶蚀孔缝相对发育,但由于遭受剥蚀和淋滤时间相对较短,溶蚀孔缝规模较小。

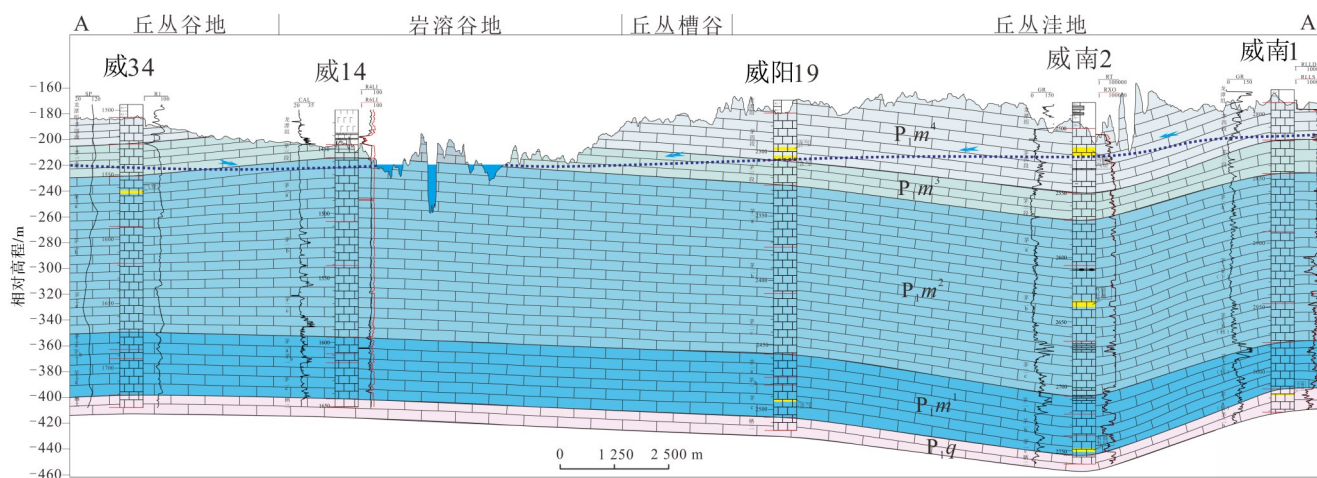


图4 受古河流排泄基准面控制的不同地貌单元岩溶发育模式图(A-A'剖面见图3)

Fig. 4 Karst development pattern of different geomorphic units controlled by drainage datum of ancient fluvial (A-A' section line is shown in Fig. 3)

(2)丘丛槽谷,丘丛槽谷位于工区东北部,平面上呈月牙状展布,地形和地势有一定的起伏,整体地势稍低于丘丛洼地,略高于丘丛谷地,地形坡度较小,地势整体向北、北西方向倾斜,相对高差为10~15 m,属丘丛洼地和丘丛谷地之间的斜坡部位(图3)。茅口组顶面至长兴组顶面厚度为180~190 m,属微地貌形态。地表水系不发育,负地形以岩溶槽谷为主。岩溶作用特点如下:

岩溶面地形地势有一定的起伏,属工区地下水补给和径流区。地下水补给除接受大气降水的垂向渗入外,还接受东部丘丛洼地侧向径流补给,因而整体岩溶作用强度稍高于东部的丘丛洼地,岩溶缝洞发育程度要好于丘丛洼地。岩溶作用主要沿裂缝进行,受北、北西侧地形降坡影响,岩溶地下水分别向北、北西侧径流排泄至丘丛谷地。由于地形高差不超过20 m,同时受相对隔水层的影响,岩溶作用影响的范围有限,整体岩溶缝洞规模不大。

(3)丘丛谷地,丘丛谷地主要位于工区西部和东北部,地形、地势相对平坦,地势展布平缓,相对高差为10~20 m,区域地势相对较低,整体属于低部位地区。茅口组顶面至长兴组顶面厚度为190~210 m。丘丛谷地地表水系弱发育,仅发育数条支流,负地形主要以谷地为主。岩溶作用特征如下:

岩溶面地势平坦,地形起伏较小,属研究区地下水径流、排泄区,地下水主要接受丘丛洼地的侧向径流和排泄,并最终汇入河道,岩溶作用周期相对较长。岩溶作用主要沿着裂缝进行,岩溶作用主要位于浅层,且靠近河流的区域岩溶相对较为发育。

(4)岩溶谷地,岩溶谷地主要为南北向河谷区域,地形、地势平坦,相对高差10~20 m,区域地势最低。茅口组顶面至长兴组顶面的厚度为210~230 m,属微地貌形态。地表水系发育,负地形以谷地为主。岩溶作用特点如下:

岩溶面地势平坦,地形起伏相对较小,为工区高程最低的区域,地下水以径流和排泄为主,主要接受河流两侧丘丛洼地的侧向径流排泄。岩溶谷地为主要的水汇区域,整体岩溶作用周期相对较长,地表主要遭受地表水的侵蚀作用。岩溶作用主要沿裂缝进行,表生岩溶作用强度有限,岩溶作用主要位于浅部,受地下水集中径流的影响,河流两侧水动力较强,岩溶较为发育。

从茅口组岩溶古地貌和古水系分布情况来看,河流两侧水动力较强,为岩溶较为发育区,溶蚀孔缝较为发育,是下一步的勘探方向。

6 结 论

根据岩溶古地貌识别和划分,可将茅口组顶岩溶地貌划分为4个三级地貌单元:分别为丘丛洼地、丘丛谷地、丘丛槽谷、岩溶谷地;整体上Z地区地貌起伏变化不大,表现为北部和东部高,西南部和西部低。古水系刻画表明Z工区发育南北向水系,自南向北方向径流,古河流为区域地下水排泄基准面。不同的地貌位置,其水动力条件不同,古河流两侧缝洞系统最为发育,是有利的勘探区带。

参考文献

- [1] 桑琴, 未勇, 程超, 等. 蜀南地区茅口组气藏气水分布特征及其控制因素[J]. 中国地质, 2012, 39(3): 634-644.
- [2] 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.
- [3] 黄士鹏, 江青春, 冯庆付, 等. 川南地区中二叠统茅口组岩溶储集层类型与分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 281-289.
- [4] 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(4): 99-106.
- [5] 李定龙, 贾疏源. 威远构造阳新灰岩岩溶隙洞系统发育演化特征[J]. 石油与天然气地质, 1994, 15(2): 151-157.
- [6] 陆正元, 罗平. 四川盆地地下二叠统断层与缝洞发育关系研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2003, 30(1): 67-71.
- [7] 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): 5-12.
- [8] 袁道先. 中国岩溶学[M]. 北京: 地质出版社, 1994.
- [9] 袁道先. 中国岩溶动力系统[M]. 北京: 地质出版社, 2002.
- [10] 张庆玉, 陈利新, 梁彬, 等. 轮古西地区前石炭纪古岩溶微地貌特征及刻画[J]. 海相油气地质, 2012, 17(4): 23-26.
- [11] 桑琴, 黄静, 程超, 等. 蜀南地区茅口组古岩溶地貌与缝洞系统发育关系研究[J]. 中国岩溶, 2012, 31(2): 212-219.
- [12] 淡永, 邹灏, 梁彬, 等. 塔北哈拉哈塘加里东期多期岩溶古地貌恢复与洞穴储层分布预测[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(3): 303-311.
- [13] 夏日元, 唐健生, 关碧珠, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系古岩溶地貌及天然气富集特征[J]. 石油与天然气, 1999, 20(2): 133-136.
- [14] 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): 224-234.
- [15] 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.
- [16] 桑琴, 未勇, 程超, 等. 蜀南地区二叠系茅口组古岩溶地区水系分布及岩溶地貌单元特征[J]. 古地理学报, 2012, 14(3): 129-138.
- [17] 施泽进, 夏文谦, 王勇, 等. 四川盆地东南部茅口组古岩溶特征及识别[J]. 岩石学报, 2014, 30(3): 16-24.
- [18] 高峰, 陈岑, 杨玉麟, 等. 蜀南地区茅口组缝洞型储层有效性评价[J]. 石化技术, 2016(5): 171-172.
- [19] 周博, 山述娇, 肖笛. 蜀南地区茅口组岩溶缝洞型储层特征及主控因素[J]. 内江科技, 2013(5): 157-158.
- [20] 胡修权, 施泽进, 田亚铭, 等. 川东南地区茅口组岩溶古地貌恢复及特征[J]. 地质通报, 2014, 33(6): 874-882.

Characteristics and characterization of karst paleo-geomorphology and paleo-water system on the top of the Maokou formation in the Z area in southern Sichuan basin

NIE Guoquan^{1,3}, DAN Yong¹, XU Liang², LIANG Bin¹, LI Jingrui¹

(1. Institute of Karst Geology, CAGS, Guilin, Guangxi 541004, China; 2. Institute of Exploration and Development, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China; 3. Key Laboratory of Karst Dynamics, MNR & GZAR, Guilin, Guangxi 541004, China)

Abstract The limestone karst reservoir of Maokou formation in southern Sichuan is relatively developed, and it is one of the important producing strata in southern Sichuan. However, the reservoirs has strong heterogeneity and high degree of fracture-cavity filling, which makes it difficult to predict reservoirs. The recovery of karst paleo-geomorphology and paleo-water system can help us to master the development and distribution of karst reservoir, which is of great significance for the oil and gas exploration of the Maokou formation in the southern Sichuan basin. In this paper, the karst paleotopography in the Z area in southern Sichuan basin is restored by the impression-trend surface method with referring sediment thickness from the top of Maokou formation to the top of Changxing formation. According to the micro-geomorphic combination form, four kinds of three-level paleogeomorphology are divided, and the north-south paleo-water system is depicted according to the theory of karst hydrogeology. The analysis shows that the hydrodynamic circumstance is quite different in different geomorphologic locations. The both sides of the fluvial are located in the runoff area, with the strongest hydrodynamic conditions and the most developed dissolution pores and fractures, which is the next reservoir exploration direction.

Key words Maokou formation, limestone reservoir, paleokarst, impression-trend surface method, southern Sichuan basin

(编辑 张玲)