

# 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

肖笛<sup>1)</sup>, 谭秀成<sup>1,2)</sup>, 山述娇<sup>3)</sup>, 陈韵骢<sup>1)</sup>, 夏吉文<sup>4)</sup>, 杨坚<sup>4)</sup>, 周涛<sup>1)</sup>, 程遥<sup>1)</sup>

1) 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都, 610500; 2) 中石油碳酸盐岩储层重点实验室沉积与成藏分室, 成都, 610500; 3) 中石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 成都, 610051; 4) 中国石油西南油气田分公司蜀南气矿, 四川泸州, 646100

**内容提要:**中二叠统茅口组是四川盆地南部重要的天然气产层之一。在中二叠世末期由东吴运动引起的地层暴露和风化淋滤的影响下, 茅口组海相碳酸盐岩发育了风化壳岩溶型储层, 但其岩溶古地貌迄今未得到准确恢复, 影响了对茅口组碳酸盐岩储层分布的正确认识。本文以录井、测井及岩心等资料的综合分析为依托, 通过地层精确划分、对比以及等时地层格架的建立, 在茅口组顶部侵蚀面上、下地层中优选并确定了长一段顶面和茅三段底面两个全区稳定分布的、近等时的地层界面作为恢复岩溶古地貌的基准面。在分别编制研究区残余地层等厚图和印模地层等厚图的基础上, 采用残余地层厚度法和印模地层厚度法, 运用 Surfer 软件分别恢复了研究区龙潭组沉积前的岩溶古地貌和长一段沉积后茅口组顶部潜山地貌。这两种方法恢复的茅口组顶部古地貌所反映的地形起伏变化和总体格局基本一致, 可以划分出岩溶台地、岩溶斜坡和岩溶盆地 3 个二级地貌单元以及溶丘、残丘、丘丛、浅洼、浅谷等次一级地貌单元。指出岩溶台地主要以泸州古隆起为核心向四周展布, 整体地势较平缓, 山体多呈圆丘状, 低矮坡缓, 不发育峰丛地貌; 岩溶斜坡分布于岩溶台地外围, 其中的岩溶缓坡主要展布于研究区北部和东部, 岩溶台地西缘则表现出岩溶陡坡地貌; 岩溶盆地分布于研究区西南部的宜宾、沐川、绥江等地区, 地势平坦, 以平原地貌为主。茅口组岩溶古地貌单元与大型储集空间及油气产出状况关系的分析表明, 岩溶古地貌控制了岩溶型储层的发育与分布, 进而控制了天然气产量的分布。指出岩溶缝洞型储层在岩溶台地和岩溶斜坡上基本同等发育, 岩溶台地为重点勘探的有利区带, 岩溶陡坡带则是最有利的勘探区带。

**关键词:**古地貌恢复; 风化壳岩溶; 岩溶储层; 茅口组; 四川盆地南部

油气勘探实践业已证实, 风化壳岩溶型储层是碳酸盐岩油气重要的储集类型之一, 已在塔里木、鄂尔多斯、四川、渤海湾等沉积盆地的古生界与元古界海相碳酸盐岩中发现了大量古风化壳岩溶型储层, 并找到了塔河、轮南、靖边、威远、任丘等许多大型油气田(何自新等, 2001; 周玉琦等, 2001; 顾忆, 2002; 陈学时等, 2004; 严威等, 2011)。然而, 由于岩溶储层的形成受沉积、成岩、构造、古地貌与古水文条件等诸多因素的控制, 其分布表现为较强的非均质性, 导致古岩溶储层分布预测极其困难。古岩溶地貌是风化、剥蚀、岩溶作用与多种地质条件综合作用的结果, 不同地貌形态对岩溶储层的发育有较大的影响(夏日元等, 1999)。近 10 年来, 许多学者从不同角

度采用层序地层、地震、印模等方法对古岩溶地貌进行恢复研究, 证实了古岩溶地貌形态对碳酸盐岩风化壳岩溶型优质储层的发育与分布起着重要的控制作用(赵俊兴等, 2001, 2003; 拜文华等, 2002; 宋国齐等, 2002; 康志宏等, 2003; 代金友等, 2005; 吴丽艳等, 2005)。所以, 开展古岩溶地貌研究对于预测、评价古岩溶储层分布具有十分重要的意义。

四川盆地南部中二叠统茅口组海相碳酸盐岩, 在中二叠世末期由东吴运动引起的地层暴露和风化淋滤的影响下, 发育了风化壳岩溶型储层(曹刚等, 1999), 但对其岩溶古地貌的准确恢复一直未开展深入研究, 影响了对茅口组碳酸盐岩储层分布的正确认识。本文从研究区二叠纪构造演化特征和泸州古

注: 本文为中国石油科技创新基金项目(编号 2011D-5006-0105)和国家重点基础研究发展计划(973 计划)(编号 2012CB214803)资助成果。

收稿日期: 2013-07-03; 改回时间: 2013-11-14; 责任编辑: 黄敏。

作者简介: 肖笛, 男, 1989 年生。博士研究生, 主要从事储层地质学研究。Email: super\_xd\_mm@126.com。通讯作者: 谭秀成, 男, 1970 年生。教授, 主要从事储层沉积学研究。Email: tanxiucheng70@163.com。

隆起的形成与演化控制茅口组岩溶地貌发育演化的角度出发,通过地层精确划分、对比以及等时地层格架的建立,在茅口组顶部剥蚀面上、下地层中优选并确定近等时的地层基准面,分别采用印模法和残余地层厚度法来反演茅口组岩溶古地貌,并进一步阐明岩溶古地貌的石油地质意义。

### 1 区域地质背景

研究区位于四川盆地南部的乐山、宜宾、内江、自贡、泸州及重庆市境内,大地构造位置处于川东南中隆高陡构造群南部、川南中隆低陡穹形带以及川中古隆中斜平缓构造带(图 1)。该区油气勘探开发已经历了半个多世纪,是四川盆地油气勘探开发程度最高的老气区,在震旦系、二叠系、三叠系等多个层系中均获得了重大的油气勘探开发成果,发现了以威远震旦系气藏、阳高寺和庙高寺茅口组气藏、合江嘉陵江组气藏为代表的一批著名的气田。

二叠纪四川盆地再次全面下沉并接受沉积,中二叠世茅口期研究区主要沉积了一套开阔海台地相碳酸盐岩,为薄层至块状的灰、深灰色泥晶藻虫灰岩及生屑灰岩,含有孔虫、绿藻、珊瑚及腕足等生物(翟明光,1997),地层厚度一般为 180~320m。在这

一时期,区内泸州古隆起已具雏型(罗冰等,2010),隆起区内以亮晶红藻灰岩为主的生物浅滩十分发育。中二叠世末期受东吴运动引起的构造抬升影响,茅口组顶部出露地表,暴露时间长达 7~8Ma(王运生等,1997),在长期风化剥蚀作用的影响下,普遍剥蚀茅口组四段和三段上部地层。茅口组碳酸盐岩在经历早成岩作用的过程中即发生表生岩溶作用,形成所谓的早成岩期风化壳岩溶(“Eogenetic karst”)(Vacher et al.,2002)。晚二叠世早期,茅口组及其顶部侵蚀面被厚度为 110~210m 的龙潭组煤系地层所覆盖,随后又堆积了厚度为 60~110m 的长兴组海陆交互相和开阔海台地相的泥页岩与碳酸盐岩(罗冰等,2010)(图 1)。

中二叠世泸州古隆起雏型的形成,造成研究区内茅口组沉积古地貌的高低分异,东吴运动使茅口组碳酸盐岩整体抬升遭受长期剥蚀后,其地层的残留厚度变化较大。晚二叠世早期峨眉地裂运动达到高潮(罗志立等,1988),盆地内部剧烈构造拉张运动造成不同区块差异沉降,导致茅口组上覆地层充填厚度出现差异。因此,茅口组顶部侵蚀面上、下地层的厚度变化较大,很大程度上可以反映古地貌的起伏变化及地貌的同沉降变迁。

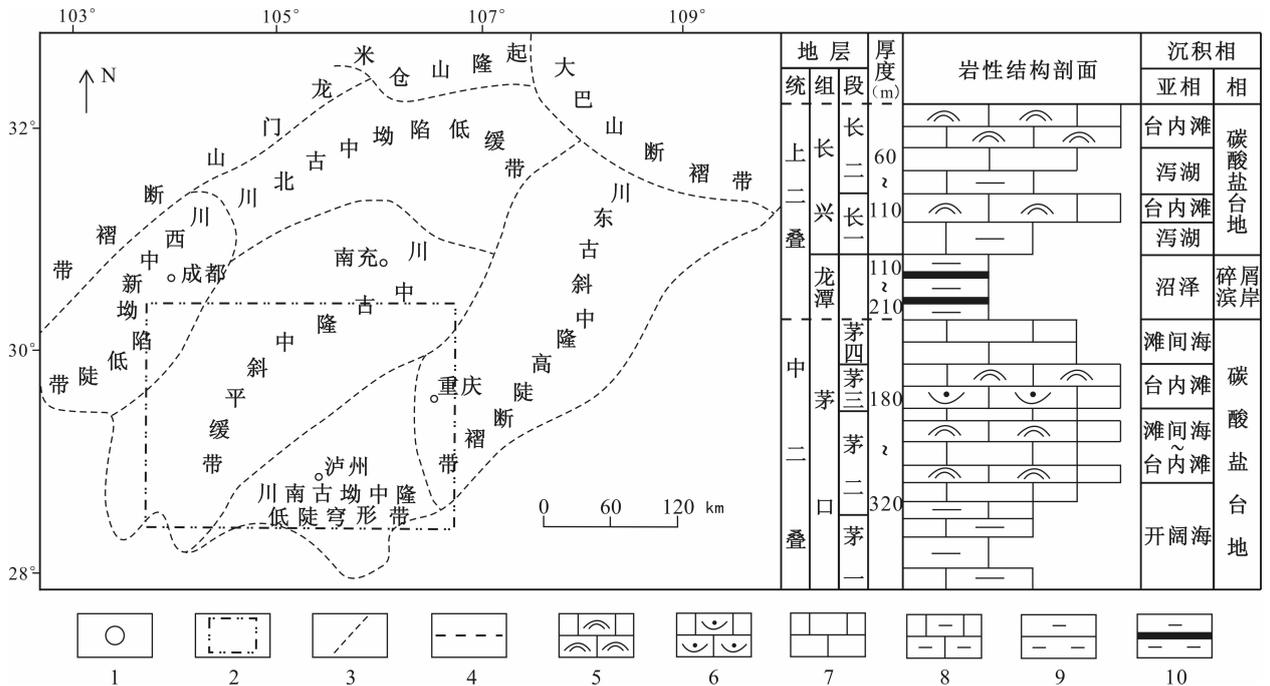


图 1 四川盆地构造分区及研究区地质概况

Fig.1 Tectonic division of Sichuan Basin and the geologic characteristics of the studied area

1—城镇;2—研究区域;3—构造分界线;4—不整合面;5—藻屑灰岩;6—生屑灰岩;7—泥晶灰岩;8—泥灰岩;9—泥岩;10—煤系泥页岩

1—Cities and towns;2—study area;3—tectonic boundary;4—unconformity surface;5—algalclastic limestone;

6—bioclast limestone;7—micrite;8—marlstone;9—mudstone;10—coal shale

## 2 茅口组顶部岩溶古地貌恢复

### 2.1 古地貌恢复方法选取

目前可用于古地貌恢复的方法较多,主要有地球物理法、印模法、残余厚度法、层序地层学方法和沉积学方法,这些方法都有各自的优缺点(苏中堂, 2008)。针对研究区茅口组顶部侵蚀面上、下地层的厚度变化较大以及原有的地层划分不统一的实际情况,本文选取了录井与测井资料齐全和地层层序正常的364口钻井的茅口组至长兴组地层进行了重新厘定,通过详细的地层划分与对比,在茅口组顶部侵蚀面上、下地层中各优选出一个近等时的地层界面作为古地貌恢复的基准面,在此基础上,分别采用残余地层厚度法和印模地层厚度法对研究区茅口组顶部古地貌进行恢复。综合上述区域地质背景分析,茅口组和长兴组内部总体为开阔海台地环境,且同沉积期较少暴露,各亚环境基本上皆为补偿沉积,具备使用此两种方法恢复古地貌的条件。

残余地层厚度法的基本原理是选取剥蚀面下伏某一地层界面作为基准面,以基准面与风化壳顶面之间的残余厚度大小来间接反映古地貌形态;印模法的基本原理则是选取临近侵蚀面的某一上覆地层界面作为基准面,利用上覆地层与风化壳顶面之间存在的镜像关系,通过上覆地层的厚度来定量恢复古地貌的形态。基准面一般应满足3个条件:①必须是全区范围内分布的等时界面,能够代表当时的海平面;②该沉积界面离侵蚀面越近越好,因为越接近风化壳,受后期构造活动的影响就越小,沉积界面与侵蚀面间的地层厚度就越能反映当时的古地貌特征;③这个界面必须是易于识别,不论是在钻井、地震剖面还是测井曲线特征上都容易识别和追踪对比,最好是一个岩性突变的界面(赵俊兴等, 2001)。因此,研究区地层发育特征以及选取符合要求的层序界面对于古地貌恢复的准确性显得尤为重要。

### 2.2 侵蚀面之下地层基准面的选取及残余地层厚度分布特征

如前所述,川南茅口组和长兴组主要为较浅海碳酸盐岩台地相,由于台地上水体相对较浅,其沉积物对地壳震荡性升降变化、海平面升降变化等的响应比较明显(陈代钊, 1997;谭秀成等, 2008),导致区内茅口组、长兴组发育多个不同级次的沉积旋回。而沉积旋回具有时间和环境历程的意义,从理论上讲,相对海平面变化是一种区域上乃至全球性的成因过程,它形成的沉积旋回代表的沉积过程在时间

上是同步的(梅冥相等, 1996;马永生等, 1999)。这种海侵—海退旋回及其界面在区域内具有等时性,岩性响应特征相当明显,可以作为地层划分对比的良好标志(魏魁生, 2000)。本文以相对海平面变化沉积旋回为指导,结合岩性、电性和古生物化石分带特征,对茅口组、长兴组重新进行地层划分对比。

茅口组从下往上可划分茅一、茅二、茅三和茅四4个岩性段,其中茅一、茅二段均可进一步细分为A、B、C三个亚段(图2)。主要界面特征如下:

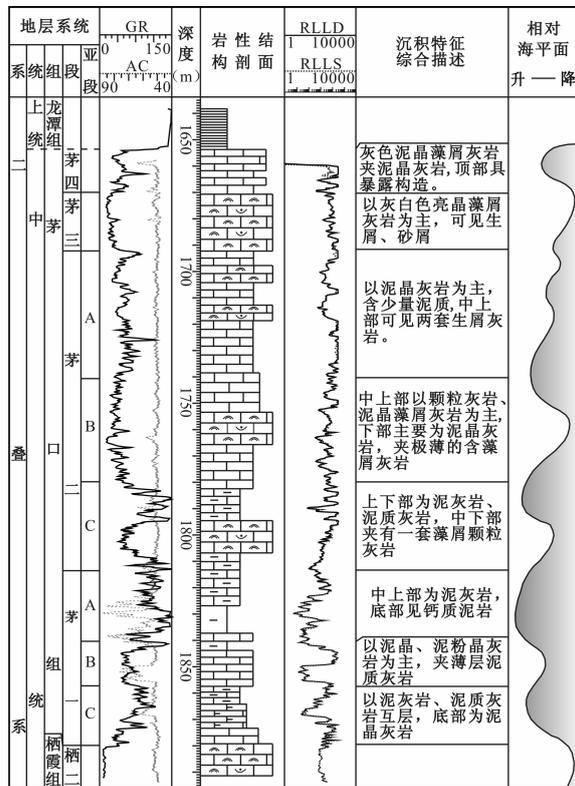


图2 四川盆地南部威阳17井茅口组地层综合柱状图  
Fig. 2 Comprehensive stratigraphic column of Maokou Formation in Well Weiyang 17 in southern Sichuan Basin

茅一段\茅二段界面特征: 这一界面在区内岩性变化特征不明显,但茅一段主要以泥质灰岩、泥灰岩为主,GR曲线表现为自下而上的锯齿状升高,相对海平面总体处于一个海侵阶段;茅二段以泥晶灰岩、泥灰岩夹若干套高能滩相生屑、藻屑灰岩为特征,GR曲线表现为块状低值,相对海平面呈多旋回性向上变浅特征,总体为一个海退阶段。因此,可以将此海侵至海退的转换面作为茅一段与茅二段的分界面。该界面在研究区内具有良好的可对比性和等时性。

茅二段\茅三段界面特征: 该界面为相对海平面变化旋回形成的岩性转换面。界面之上茅三段为高

能滩相亮晶生屑、藻屑灰岩,GR 曲线表现为箱状低值;界面之下为泥晶灰岩,GR 具锯齿状高值特征。该界面在区内具有良好可对比性和等时性。

茅三段\茅四段界面特征:该界面为相对海平面

变化旋回形成的岩性转换面。界面之上茅四段以生屑泥晶灰岩为主,GR 曲线表现为块状低值夹高值,较界面之下茅三段 GR 值有明显升高特征,具有良好的可对比性。然而,由于茅四段在泸州古隆起区

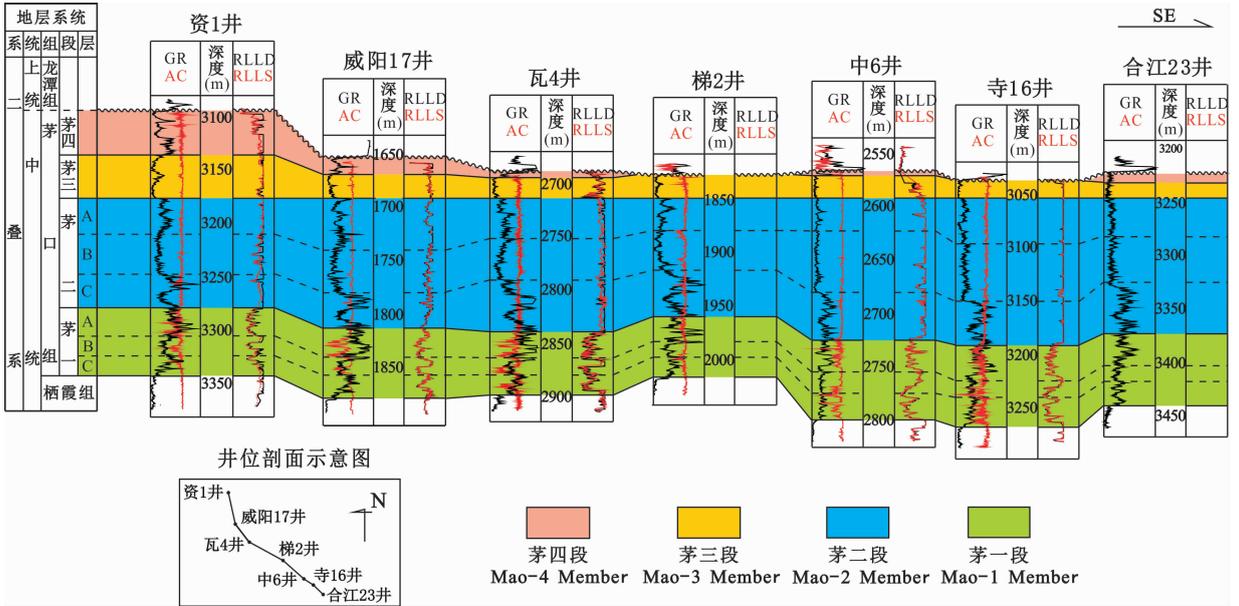


图 3 四川盆地南部资 1 井一梯 2 井一合江 23 井茅口组地层对比图(剖面具体位置见图 4)

Fig. 3 Stratigraphic correlation of Maokou Formation from Zi 1 through Ti 2 to Hejiang 23 wells in southern Sichuan Basin

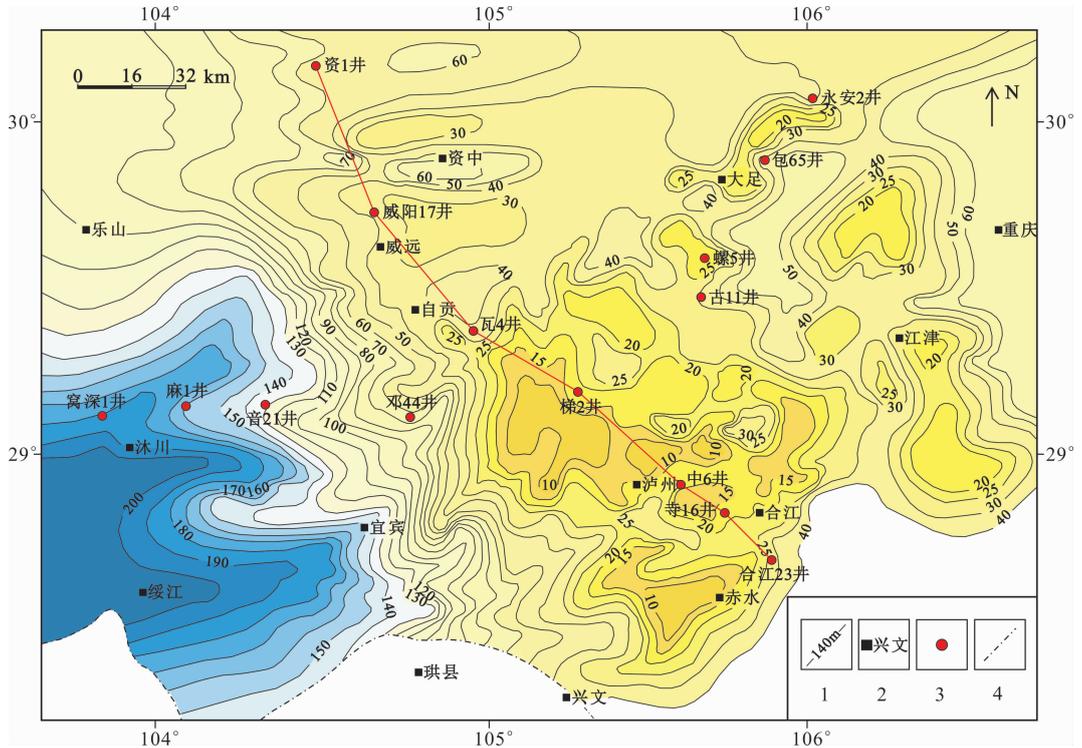


图 4 四川盆地南部茅口组顶部侵蚀面至茅三段底面的残余地层厚度等值线图

Fig. 4 The isopachous map showing residual strata thickness from the top surface of Maokou Formation to the surface of Mao-3 Member in southern Sichuan Basin

1—等值线;2—城镇;3—井位;4—盆地边界

1—Contour line;2—cities and towns;3—well location;4—boundary of Sichuan Basin

内存在不同程度的缺失,且普遍被剥蚀殆尽至茅三段,因此该界面在区内不宜作为等时面基准面。

根据上述的地层界面特征分析,可以选取茅二段\茅三段界面作为残余厚度法恢复古地貌的基准面。一方面,茅三段底界面为岩性转换面,GR特征明显,极易识别,具有良好的可追踪对比性;另一方面,从拉平茅三段底的北西—南东向连井地层对比剖面(图3)中可以看出,茅一段至茅三段地层自下而上连续沉积,未见明显的沉积间断,茅三段在全区分布较为稳定,仅在泸州古隆起区因东吴运动造成上部地层缺失,底界面全区具有可对比性,又离茅口组顶部侵蚀面较近,最大程度地减小了后期构造活动影响,提高了残余厚度法地貌恢复的准确性。根据全区364口井茅口组顶部侵蚀面至茅三段底面的残余地层厚度统计结果,编绘了研究区茅口组顶部侵蚀面之下至茅三段底面的残余地层厚度等值线图(图4)。从该图中可以发现:泸州古隆起区残余地层厚度最薄,一般为10~25m,缺失茅四段,说明该区域地层受剥蚀严重,向四周有变厚趋势;西面的乐山至绥江地区地层最厚,为100~200m,茅四段地层保存较全;北面的资中—大足—重庆一线,地层厚度一般为30~70m。

### 2.3 侵蚀面之上地层基准面的选取及印模地层厚度分布特征

茅口组顶部侵蚀面之上依次堆积了上二叠统龙潭组煤系地层和长兴组海相碳酸盐岩地层。长兴组自下而上可以划分为长一段和长二段(图1),分别对应一个完整的海进—海退旋回,长一、长二段岩性特征相似,整体由下往上为泥灰岩至藻屑灰岩的反旋回沉积(罗冰等,2010)。前人多采用长兴组顶界面或底界面作为基准面来分析茅口组顶部侵蚀面之上的印模地层厚度(江青春等,2012;桑琴等,2012)。然而,长兴组顶界面为风化壳不整合面,由于暴露剥蚀的影响,长兴组上部地层存在不同程度的缺失(罗冰等,2010);另一方面,从拉平长一段顶面的近南西—北东向龙潭组及长兴组地层沉积相充填格架图(图5)中可以看出,研究区西面靠近康滇古陆,古地势西高东低,龙潭期海退,主要沉积陆相至海陆过渡相的煤系泥页岩,龙潭末期新一轮海侵开始,而随着长兴早期海侵幅度加大,造成长兴组海相碳酸盐岩地层逐渐超覆于龙潭组煤系地层之上(强子同等,1990),因此研究区西面的龙潭组顶部与东面的长兴组底部具同时异相特征,即长兴组底界面在研究区具穿时性,也不宜作为基准面。

通过研究发现:区内长一段\长二段界面特征明显,为相对海平面变化旋回形成的岩性转换面,界面上下自然伽玛值差异明显,该界面易于识别,在全区具有可追踪对比性<sup>②</sup>;此外,长二期开始大规模发育台内藻屑滩,由于长一末期长兴组地层已基本完成对区内西高东低古地貌格局的填平补齐过程(强子同等,1990),长一段\长二段界面可近似代表当时的海平面。综上所述,可以选取长一段\长二段界面作为此次印模法的地层基准面。根据全区364口井茅口组顶部侵蚀面至长一段顶面的印模地层厚度统计结果,编绘了研究区茅口组顶部侵蚀面之上至长一段顶面印模地层厚度等值线图(图6)。由于峨眉山玄武岩的喷发,研究区西南部茅口组与龙潭组之间夹有峨眉山玄武岩,给该区印模地层厚度造成了一定影响。从图6可以看出,该套印模地层厚度在泸州古隆起区最薄,为110~140m,向四周逐渐变厚,西北部的乐山—威远地区为160~180m,北部的资中—大足—重庆地区为190~230m。在西南部,受峨眉山玄武岩厚度影响的沐川—绥江地区,该套印模地层最厚,为190~330m。与前述的残余地层厚度变化特征相比,除了西面地层厚度最大外,北面及东北面也呈现出地层厚度急剧增大的特征。

### 2.4 古地貌的恢复

根据地层残余厚度法和印模法恢复古地貌原理,侵蚀面之下的地层残余厚度较小说明遭受剥蚀程度较大,指示古地貌为相对正地形,相反,地层残余厚度较大说明遭受剥蚀程度小,指示古地貌为相对负地形;而侵蚀面之上的印模地层厚度,则与下伏古地貌形态呈镜像关系,即印模地层厚度大的地区对应相对负地形,厚度小的地区则对应相对正地形。因此,前述的研究区残余地层等厚图(图4)和印模地层等厚图(图6),可以分别近似反映龙潭组沉积前的岩溶古地貌以及长一段沉积后茅口组顶部潜山地貌。以残余地层和印模地层的厚度分布数据为依据,运用Surfer软件分别恢复了龙潭组沉积前的岩溶古地貌和长一段沉积后茅口组顶部潜山地貌(图7a,7b)。对比图7a和图7b可以发现,这两种方法恢复的茅口组顶部古地貌所反映的地形起伏变化特征以及总体格局基本一致,只是在研究区正北至东北部印模地层厚度增厚明显,这可能是由于晚二叠世早期峨眉地裂运动逐渐达到高潮,泸州古隆起受张裂运动的影响,华蓥山断裂及其伴生断裂的正断活动引起差异沉降所致,即受到区域同沉积断裂的影响。此外,印模法地层厚度恢复还受到研究区西

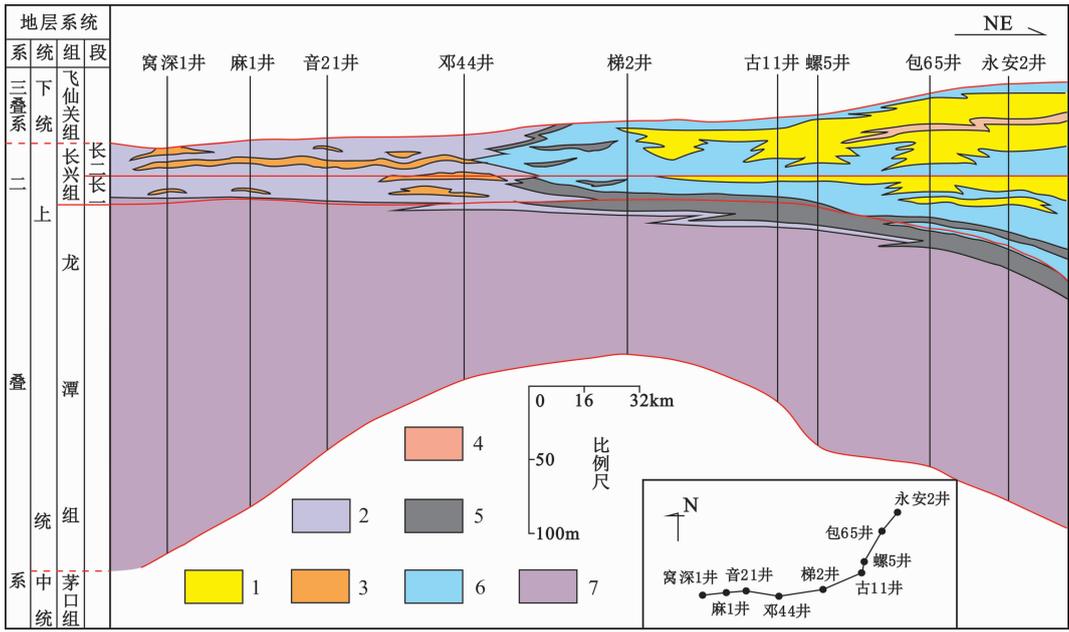


图 5 四川盆地南部龙潭组及长兴组地层沉积相充填格架(剖面具体位置见图 6)

Fig. 5 Framework of stratigraphy and sedimentary facies of Longtan and Changxing formations in southern Sichuan Basin

1—藻屑滩;2—碎屑泥潮坪;3—碎屑砂潮坪;4—灰质滩间;5—泥灰质泻湖;6—灰质泻湖;7—煤系泥沼泽

1—Algalclastic shoal;2—clastic mud tidal flat;3—clastic sand tidal flat;4—calcareous intershoal;

5—marlaceous lagoon;6—calcareous lagoon;7—coal shale wetland

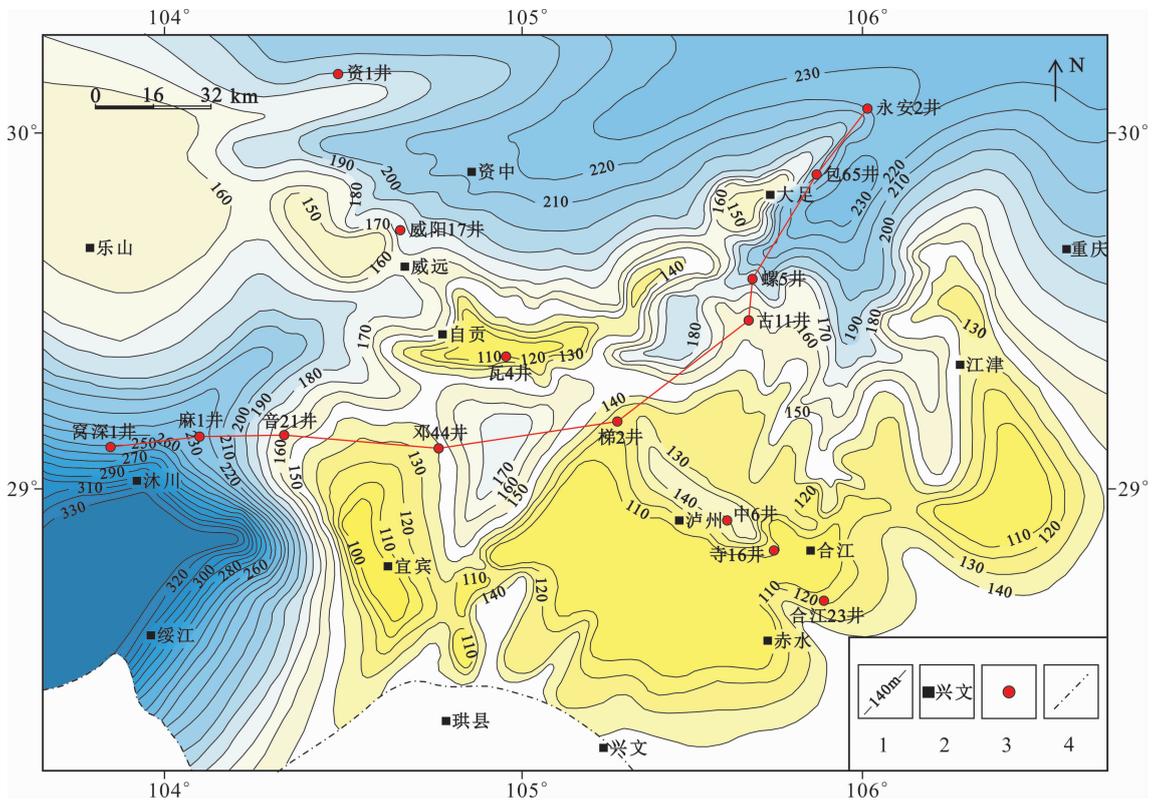


图 6 四川盆地南部茅口组顶部侵蚀面至长一段顶部印模地层厚度等值线图

Fig. 6 The isopachous map showing impression strata thickness from the top surface of Maokou Formation to the top surface of Chang-1 Member in southern Sichuan Basin

1—等值线;2—城镇;3—井位;4—盆地边界

1—Contour line;2—cities and towns;3—well location;4—boundary of Sichuan Basin



基础上,结合古地貌高程、坡度以及岩溶水水动力等特征,将研究区古岩溶地貌划分为岩溶台地、岩溶斜坡和岩溶盆地三个二级地貌单元(图 8):岩溶台地,残余地层厚度小于 30m;岩溶斜坡,残余地层厚度为 30~130m;岩溶盆地,残余地层厚度大于 130m。

### 3.1 岩溶台地

岩溶台地处于岩溶地貌的高部位,地表远高于潜水面并长期处于裸露风化状态,最容易遭受大气降水的淋滤,整体为地下水的补给区,岩溶作用以垂向渗滤为主。而茅口组顶部风化壳岩溶发生时,茅口组地层总体处于早成岩阶段,原先发育的颗粒滩沉积由于颗粒与基质尚呈半固结状,总体上仍然具较好的残余基质孔隙,可作为岩溶水横向传导通道而发育水平潜流(Vacher et al., 2002)。川南岩溶台地整体地形较平缓,不发育峰丛地貌,山体多呈圆丘状,低矮坡缓,整体地势平坦,可能与垂直渗流、水平潜流同时发育有关。岩溶台地可根据地貌高程差异、形状、大小等进一步划分出溶丘、浅洼、浅谷等次一级地貌单元(图 8)。研究区内岩溶台地主要以泸州古隆起为核心向四周展布,古地貌最高处位于阳高寺一九奎山一带,该地区茅四段被剥蚀殆尽。

### 3.2 岩溶斜坡

岩溶斜坡是岩溶高地与岩溶盆地之间的过渡地带,广泛发育在岩溶高地四周,常呈环带状分布,是地下水的径流区。斜坡区地下水除了垂向渗流外,主要受重力梯度控制并沿水平方向流动,水平潜流岩溶带发育。研究区岩溶斜坡可进一步根据坡度分为岩溶缓坡和岩溶陡坡:其中岩溶缓坡地貌较为平缓,坡度不超过 1°,溶蚀作用较强烈,但因降水滞留时间长,岩溶作用周期长,溶蚀物质不易被带走,岩溶空间易被后期充填,因而岩溶发育条件一般,发育残丘、浅洼次一级地貌单元;岩溶陡坡是相对缓坡而言,其坡度略大于 1°,地下水同时具有较强的垂向渗流和水平径流作用,受物质基础影响,垂向与横向岩溶互层且均十分发育,加之溶蚀物质被迅速带走,因此可见保存较好的大型孔洞发育,以发育丘丛、浅沟次一级地貌单元为特征,未见垄脊、沟谷形态。岩溶缓坡沿岩溶高地北面展布,如威阳 17、资 1、永安 2 井区等,而岩溶陡坡沿岩溶高地西面展布,如邓 44、宋 1 井区等。

### 3.3 岩溶盆地

岩溶盆地是地下水的汇聚泄流区,水流以地表径流和停滞水为主,主要分布于研究区西南部的宜宾、沐川、绥江等地区,处于岩溶陡坡西南缘,地势平坦,地形起伏较小,以岩溶平原地貌为主。岩溶盆地地内

茅口组地层保存相对完整,水动力条件较差,流动缓慢,容易处于  $\text{CaCO}_3$  过饱和状态,化学沉淀作用强,溶蚀空间多被全部充填,可以窝深 1 井、麻 1 井为代表。

总体来看,四川盆地南部茅口组顶部古岩溶地貌单元形态具有鲜明的特征。茅口组碳酸盐岩由于在经历早成岩阶段过程中即发生风化壳岩溶作用,而且其中发育了规模较大的、横向分布稳定的、孔渗性较好的滩相灰岩,导致在垂直渗流带内存在一定规模的水平顺层岩溶带。因此,岩溶台地和岩溶斜坡中的垂向渗流与横向潜流一般呈互层状发育,即致密层纵向裂缝输导体系和高渗层横向多孔型漫流输导体系(James et al., 1988; 兰光志等, 1996)共同作用且相互制约,使得岩溶台地和岩溶斜坡不发育以深纵裂缝控制的、垂向渗流为主形成的峰丛、槽谷以及垄脊、沟谷等次一级地貌单元,未见纵沟深谷地貌形态(Ford et al., 1989)。古地貌整体地势平缓,正地貌的个体形态以溶丘、残丘为主,浑圆平缓状,而负地貌以浅洼、浅谷为主。

## 4 讨论

岩溶地质学研究油气勘探成果已证实,岩溶作用与古地貌关系密切,不同古地貌单元的岩溶发育情况不同,因而控制了岩溶型储层的发育与分布,进而控制了区域天然气产量的分布(夏日元等, 1999; 徐世琦等, 2001; 陈学时等, 2004; 任建业等, 2004)。下面根据上述有关四川盆地南部茅口组岩溶古地貌的恢复结果,结合茅口组大型储集空间及油气产出状况(表 1, 图 8),阐述岩溶古地貌的石油地质意义。

表 1 四川盆地南部茅口组天然气累计产量与岩溶古地貌单元的关系

Table 1 The relationship between the natural gas accumulation of Maokou Formation and palaeokarst geomorphic units insouthern Sichuan Basin

岩溶古地貌单元	代表井	大型储集空间 (泥浆漏失或钻具放空显示)	天然气累计产量( $\times 10^4 \text{m}^3$ )	
岩溶台地	昌 1 井	漏失 14.2m <sup>3</sup> , 放空 0.46m	45767.40	
	五 10 井	漏失 34m <sup>3</sup>	21690.40	
	阳 43 井	放空 0.1m	37234.00	
	坝 6 井	漏失 27m <sup>3</sup>	34213.00	
岩溶斜坡	岩溶缓坡	威 83 井	漏失 66m <sup>3</sup>	12725.40
		包 24 井	放空 0.58m	20813.10
	岩溶陡坡	付 13 井	漏失 769m <sup>3</sup> , 放空 0.49m	81716.30
		宋 1 井	放空 1.67m	110538.20
		老 6 井	漏失 11.8m <sup>3</sup> , 放空 0.14m	124311.30
岩溶盆地	麻 1 井	漏失 101.7m <sup>3</sup>	少量	
	塔 17 井	漏失 23.4m <sup>3</sup>	4010.30	

岩溶台地上茅口组碳酸盐岩地层在钻井过程中常发生不同程度的泥浆漏失或钻具放空现象,表明地层中缝洞发育良好,其中,溶丘的漏失、放空频率和规模较浅洼、浅谷高,多口井获得高产天然气流,单井天然气累计产量一般大于  $20000 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,因此岩溶台地应该是重点勘探的有利区带。

岩溶斜坡区茅口组碳酸盐岩在钻井过程中常出现不同程度的泥浆漏失或钻具放空现象,多口井获得高产天然气流,其中岩溶陡坡带泥浆漏失和钻具放空的比例与规模以及天然气产量均较岩溶缓坡带高,有些单井的天然气累计产量超过  $120000 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,应该是最有利的勘探区带。

岩溶盆地内的钻井泥浆漏失、钻具放空现象非常有限,仅麻1井和塔17井发生泥浆漏失,获气井比例很低,单井天然气累计产量一般小于  $5000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

综上所述,可以认为茅口组碳酸盐岩中天然气富集的岩溶型储层不仅发育于岩溶斜坡,而且也发育于岩溶台地,即岩溶斜坡和岩溶台地均是十分有利的储集区带(图8)。以往的研究认为,岩溶台地由于强烈的侵蚀作用,大部分地区缺失有利层位,仅保留少数主力气层,而且岩溶作用方式以垂向溶蚀为主,难以形成有利于天然气储集的层状岩溶带,因此岩溶储层的储集性能一般中等偏差(夏日元等,1999;徐世琦等,2001;任建业等,2004)。然而,研究区内以泸州古隆起为核心的岩溶台地,其形成显然与东吴运动产生的地壳差异升降及其引起的暴露、风化、淋滤作用有关,古水文体系围绕古隆起发散分布,岩溶系统十分发育。另一方面,在茅口期多期次海平面升降旋回背景下,茅三段和茅二段发育了多套横向分布稳定且规模可观的、基质孔渗较好的高能滩相颗粒灰岩与低能致密泥晶灰岩互层,这种岩性岩相组合加上垂向溶蚀沟缝的联通作用,使得岩溶台地同样发育了有利于天然气储集的高能滩相控层状岩溶带。岩溶斜坡的地下水受水力梯度影响,以径流状态为主,溶蚀作用强烈,充填作用较弱,易于形成缝洞发育良好的层状岩溶带。因此,研究区茅口组岩溶缝洞型储层在岩溶台地和岩溶斜坡上基本同等发育。这一认识与基于典型的晚成岩期风化壳岩溶(“Telogenetic karst”)(Vacher et al., 2002)古地貌对岩溶储层分布的控制有比较明显的差异,可以作为早成岩期风化壳岩溶古地貌控制岩溶储层分布的一个实例。

## 5 结论

(1)在茅口组顶部侵蚀面上、下优选并确定长一段顶面和茅三段底面两个全区稳定分布的、近等时的地层界面作为恢复岩溶古地貌的基准面,分别采用印模法和残余厚度法进行古地貌恢复,两种方法恢复的茅口组顶部古地貌的总体格局基本一致。

(2)茅口组顶部岩溶古地貌受泸州古隆起控制,可划分为岩溶台地、岩溶斜坡和岩溶盆地三个二级地貌单元以及溶丘、残丘、丘丛、浅洼、浅谷等次一级地貌单元,不发育峰丛、槽谷以及垄脊、沟谷形态,这可能与茅口组顶部风化壳岩溶作用的发生时间及其物质基础的影响有关。

(3)岩溶台地主要以泸州古隆起为核心向四周展布,整体地势较平缓,岩溶缓坡主要展布于研究区北部和东部,岩溶陡坡分布于岩溶台地西缘,西南部的宜宾、沐川、绥江等地区则为岩溶盆地,并以平原地貌为主。

(4)茅口组岩溶型储层和天然气产量的分布与岩溶古地貌关系密切。岩溶台地和岩溶斜坡上的缝洞型储层基本上同等发育,均有高产工业气产出。这与茅口期多期次海平面升降旋回背景下碳酸盐台地上发育了多套基质孔渗较好的高能滩相颗粒灰岩在岩溶作用下形成相控层状岩溶带有关。岩溶台地为重点勘探的有利区带,岩溶陡坡带则是最有利的勘探区带。

**致谢:** 本文在写作过程中得到了西南石油大学陈景山教授的指导,刘建强、钟原等参与讨论,审稿专家提出了宝贵的修改意见,谨此一并致谢。

## 注 释

- ① 谭秀成,山述娇,陈韵骐,肖笛. 2011. 蜀南地区茅口组缝洞储层成因机理及分布预测研究. 西南石油大学内部研究报告.
- ② 谭秀成,罗冰,刘建强. 2009. 蜀南地区长兴组沉积相及有利储集相带预测. 西南石油大学内部研究报告.

## 参 考 文 献

- 拜文华,吕锡敏,李小军,魏伟. 2002. 古岩溶盆地岩溶作用模式及古地貌精细刻画——以鄂尔多斯盆地东部奥陶系风化壳为例. 现代地质,16(3):292~298.
- 曹刚,李其荣,安辉. 1999. 川南地区下二叠统茅口组“岩溶型气藏”地震、地质特征探讨. 天然气地球科学,10(3~4):76~82.
- 陈代钊. 1997. 碳酸盐旋回地层研究现状. 岩相古地理,17(1):64~70.
- 陈学时,易万霞,卢文忠. 2004. 中国油气田古岩溶与油气储层. 沉积学报,22(2):244~253.

- 代金友,何顺利. 2005. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系古地貌研究. 石油学报, 26(3): 37~43.
- 顾忆. 2002. 塔里木盆地北部塔河油田油气藏成藏机制. 石油实验地质, 22(4): 307~312.
- 何自新,郑聪斌,陈安宁,王飞雁. 2001. 长庆气田奥陶系古沟槽展布及其对气藏的控制. 石油学报, 22(4): 35~38.
- 江青春,胡素云,汪泽成,池英柳,杨雨,鲁卫华,王海真,李秋芬. 2012. 四川盆地茅口组风化壳古地貌及勘探选区. 石油学报, 33(6): 949~960.
- 康志宏,吴铭东. 2003. 利于层序地层学恢复岩溶古地貌技术——以塔河油田 6 区为例. 新疆地质, 21(3): 290~292.
- 兰光志,江同文,张廷山,高卫东. 1996. 碳酸盐岩古岩溶储层模式及其特征. 天然气工业, 16(6): 13~17.
- 罗冰,谭秀成,李凌,刘宏,夏吉文,杜本强,刘晓光,牟晓慧. 2010. 蜀南地区长兴组顶部岩溶不整合的发现及其油气地质意义. 石油学报, 31(3): 408~414.
- 罗志立,金以钟,朱夔玉,赵锡奎. 1988. 试论上扬子地台的峨眉地裂运动. 地质论评, 34(1): 11~23.
- 马永生,梅冥相,陈小兵,王贵文,周路. 1999. 碳酸盐岩储层沉积学. 北京:地质出版社.
- 梅冥相,徐德斌. 1996. 沉积地层旋回性记录中几个理论问题的认识:兼论“露头层序地层”的工作方法. 现代地质, 10(1): 85~92.
- 强子同,文应初,唐杰,沈照国. 1990. 四川及邻区晚二叠世沉积作用及沉积盆地的发展. 沉积学报, 8(1): 79~90.
- 任建业,陆永潮,张青林. 2004. 断陷盆地构造坡折带形成机制及其对层序发育样式的控制. 地球科学(中国地质大学学报), 29(5): 596~602.
- 桑琴,黄静,程超,宋勇,吕宗刚,吴昌龙,彭祚远. 2012. 蜀南地区茅口组古岩溶地貌与缝洞系统发育关系研究. 中国岩溶, 31(2): 212~219.
- 宋国齐,徐春华,樊庆真,魏艳萍,孔凡顺. 2000. 利用层序地层学方法恢复加里东期古地貌——以济阳拗陷沾化地区为例. 石油实验地质, 22(4): 350~353.
- 苏中堂. 2008. 鄂尔多斯盆地塔巴庙地区奥陶系马家沟组沉积相与古岩溶储层特征. 成都:成都理工大学,硕士论文.
- 谭秀成,罗冰,李凌,罗玉宏,杨金利,姚晏波,李俊良,邹娟,何秀琼. 2008. 碳酸盐岩台地多旋回沉积小层精细划分对比方法研究——以川中磨溪构造嘉二段为例. 地质学杂志, 32(2): 207~211.
- 王运生,金以钟. 1997. 四川盆地地下二叠统白云岩及古岩溶的形成与峨眉地裂运动的关系. 成都理工学院学报, 24(1): 8~16.
- 严威,王兴志,张廷山,丁勇,刘存革,吕海涛. 2011. 塔河油田加里东中期第Ⅲ幕岩溶作用. 石油学报, 32(3): 411~416.
- 魏魁生. 2000. 碳酸盐岩层序地层学:以鄂尔多斯盆地为例. 北京:地质出版社.
- 吴丽艳,陈春强,江春明,晏佳,李华,杨晓东. 2005. 浅谈我国油气勘探中的古地貌恢复技术. 石油天然气学报, 27(4): 559~561.
- 夏日元,唐健生,关碧珠,罗伟权,马振芳,周树勋,于忠平,潘令红. 1999. 鄂尔多斯盆地奥陶系古岩溶地貌及天然气富集特征. 石油与天然气地质, 20(2): 133~136.
- 徐世琦,邓洪斌,洪海涛. 2001. 长庆气田奥陶系岩溶古地貌对气藏的控制作用. 天然气勘探与开发, 24(4): 1~6.
- 翟明光. 1997. 中国石油地质志·四川油气区. 北京:石油工业出版社.
- 赵俊兴,陈洪德,时志强. 2001. 古地貌恢复技术方法及其研究意义——以鄂尔多斯盆地侏罗纪沉积前古地貌研究为例. 成都理工学院学报, 28(3): 260~266.
- 赵俊兴,陈洪德,向芳. 2003. 高分辨率层序地层学方法在沉积前古地貌恢复中的应用. 成都理工大学学报(自然科学版), 30(1): 76~81.
- 周玉琦,黎玉战,侯鸿斌. 2001. 塔里木盆地塔河油田的勘探实践与认识. 石油实验地质, 23(4): 363~367.
- Ford D C, Williams P W. 1989. Karst geomorphology and hydrology. London: Unwin and Hyman.
- James N P, Choquette P W. 1988. Paleokarst. New York: Springer-Verlag.
- Vacher H L, Mylroie J E. 2002. Eogenetic karst from the perspective of an equivalent porous medium. Carbonates and Evaporites, 17(2): 182~196.

# The Restoration of Palaeokarst Geomorphology of Middle Permian Maokou Formation and Its Petroleum Geological Significance in Southern Sichuan Basin

XIAO Di<sup>1)</sup>, TAN Xiucheng<sup>1,2)</sup>, SHAN Shujiao<sup>3)</sup>, CHEN Yunqi<sup>1)</sup>, XIA Jiwen<sup>4)</sup>,  
YANG Jian<sup>4)</sup>, ZHOU Tao<sup>1)</sup>, CHENG Yao<sup>1)</sup>

1) *State Key Laboratory of Oil and Gas Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, 610500;*

2) *Branch of Deposition and Accumulation, PetroChina Key Laboratory of Carbonate Reservoir, Chengdu, 610500;*

3) *Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu, 610051;*

4) *Branch of Shunan Gas Field, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Luzhou, Sichuan, 646001*

## Abstract

Maokou Formation of mid-Permian is considered as one of significant gas-producing formations in southern Sichuan Basin. Affected by the exposure and weathering leaching in Dongwu movement during the latest of mid-Permian period, a typical weathering crust karst reservoir occurred in the marine carbonate of Maokou Formation. However, with the absence of accurate restore of the palaeokarst geomorphology, the knowledge has been affected of carbonate reservoir distribution developing in the Maokou Formation. The present work mainly analyses materials from drilling, logging and cores, classifying and correlating stratigraphy precisely, establishing isochronous stratigraphic framework, then choosing and confirming two stratigraphic interfaces which are distributing stably and almost isochronously in the whole region as the base levels, namely the subface of Mao-3 Member (the 3<sup>rd</sup> Member of Maokou Formation) and the top surface of Chang-1 Member (the 1<sup>st</sup> Member of Changxing Formation), for restoring palaeokarst geomorphology in the upper and lower erosional surfaces respectively. Additionally, depending on the residual and impression strata thickness data, it mapped contour map of residual strata thickness and that of impression strata thickness, then restoring, with the software called "Surfer", the palaeokarst geomorphology pre-depositing Longtan Formation and the geomorphology of buried-hill in the top of Maokou Formation post-depositing Chang-1 Member. The geomorphology restored from the uppermost Maokou Formation, reflects that the geomorphology fluctuation and overall framework are accordant with the two methods, which can be classified into 3 secondary geomorphic units, containing karst platform, karst slope and karst basin, and the units can be further divided into sub-geomorphic units including soluble hillock, monadnock, hillock clump, shallow depression and shallow valley. It is suggested that the karst platform distributed in a radial pattern originated from Luzhou palaeo-uplift core, with the gently topography, hummocky hills, low and gentle ramp, but not with peak cluster geomorphology. And karst slope is found in the platform periphery, of which with gentle ramp stretch in northern and eastern region, meanwhile, those with abrupt ramp appear in western margin of karst platform. Moreover, the Karst basin presents along the line of Yibin- Muchuan- Suijiang, in southwestern of the region, with flat topography and featured with plain geomorphology. Finally, the relationship between the palaeokarst geomorphology units and large-scale reservoir space as well as the condition of oil and gas production in Maokou Formation shows that, the palaeokarst geomorphology predominates the development and distribution of the karst reservoir, and further the production distribution of natural gas. It is indicated that karst fracture-cavity reservoir can be developed both in karst platform and karst slope equally. Karst platform can be regarded as key exploration zone, and karst slope the most favorable zone.

**Key words:** palaeogeomorphologic restoration; palaeokarst of the weathering crust; karst reservoir; Maokou Formation; southern Sichuan Basin