

引用: 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.

# 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

何文渊<sup>1</sup> 白雪峰<sup>2,3,4</sup> 蒙启安<sup>3,5</sup> 王显东<sup>3,6</sup> 田小彬<sup>3,6</sup> 鞠林波<sup>3,6</sup>

(1 中国石油国际勘探开发有限公司; 2 中国石油大庆油田公司勘探事业部; 3 中国石油天然气集团有限公司碳酸盐岩储层重点实验室大庆油田研究分室; 4 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院; 5 中国石油大庆油田公司; 6 中国石油大庆油田公司勘探开发研究院)

**摘要:** 目前川中古隆起规模性勘探发现主要集中在深部震旦系—寒武系的高能滩相, 中部二叠系处于台内斜坡相, 以低能环境为主, 勘探未受重视。为了进一步落实川中地区中二叠统气藏富集规律, 通过岩心描述、薄片分析、U—Pb 测年与印模法古地貌恢复等手段, 开展岩相古地理、储层成因及成储模式与气藏特征分析, 对全盆地茅口组二段(茅二段)进行了重新认识。结果表明: (1) 四川盆地茅二段发育南带、中带与北带3个北西向古地貌高带, 川中地区处于南部古地貌高带中南部, 发育规模滩体; (2) 茅二段古地貌高带控制了沉积期滩体分布以及准同生期的岩溶、白云岩化作用, 据此构建了川中地区茅二段白云岩储层发育模式, 认为川中地区茅二段发育大面积优质白云岩储层; (3) 创新建立茅二段薄层白云岩地震预测技术, 古地貌高带控制了茅二段优质白云岩储层分布与气藏的高产富集。新认识带来勘探领域新突破, 指导部署的潼深4井等5口井试气获超百万立方米高产, 实现了四川盆地茅二段台内天然气勘探的重大突破, 提交探明储量超千亿立方米。目前, 川中地区茅二段气藏已成为“十四五”期间提交天然气探明储量的重要领域。

**关键词:** 四川盆地; 川中地区; 茅二段; 储层成因; 古地貌; 白云岩; 岩性气藏

**中图分类号:** TE112 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2023.01.006

## 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

He Wenyuan<sup>1</sup>, Bai Xuefeng<sup>2,3,4</sup>, Meng Qi'an<sup>3,5</sup>, Wang Xiandong<sup>3,6</sup>, Tian Xiaobin<sup>3,6</sup>, Ju Linbo<sup>3,6</sup>

(1 China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation Ltd.; 2 Exploration Department, PetroChina Daqing Oilfield Company; 3 Daqing Oilfield Research Division, CNPC Key Laboratory of Carbonate Reservoirs; 4 School of Geosciences, China University of Petroleum (East China); 5 PetroChina Daqing Oilfield Company; 6 Research Institute of Exploration & Development, PetroChina Daqing Oilfield Company)

**Abstract:** At present, large-scale discoveries in Central Sichuan paleo-uplift are mainly concentrated in the deep Sinian-Cambrian system of high-energy beach facies, while the exploration of the Permian is ignored by considering that it was generally developed in low-energy

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05004-002); 中国石油天然气股份有限公司科技项目“深层碳酸盐岩—膏盐岩组合沉积建模、成储机理研究与储层实验技术研究”(2019D-5009-16)。

第一作者简介: 何文渊(1974—), 男, 浙江金华人, 博士, 2001年毕业于北京大学, 教授级高级工程师, 主要从事油气发展战略、油气勘探及评价工作。地址: 北京市西城区阜成门北大街国际投资大厦D座, 邮政编码: 100034。E-mail: hewy@cnpc.com.cn

通信作者简介: 白雪峰(1979—), 男, 吉林白城人, 在读博士, 高级工程师, 现主要从事油气勘探工作。地址: 黑龙江省大庆市大庆油田勘探事业部, 邮政编码: 163453。E-mail: bxf@petrochina.com.cn

收稿日期: 2022-10-11; 修改日期: 2022-12-21

environment of intraplateau slope facies. In order to further identify the enrichment law of gas reservoirs in the Middle Permian in Central Sichuan Basin, the lithofacies paleogeography, reservoir genesis, reservoir development pattern and gas reservoir characteristics are analyzed by means of core description, thin section analysis, U-Pb dating and ancient landform restoration (impression method), and the second member of Maokou Formation (hereinafter referred to as Mao 2 member) is re understood at the basin level. The study results show that: (1) Three NW trending paleo high zones were developed in Sichuan Basin during the deposition period of Mao 2 member, namely, the southern zone, the middle zone and the northern zone. Central Sichuan Basin was located in the central-southern part of the southern paleo high zone and large-scale beach body was developed; (2) The paleo high zones controlled the distribution of beach body, karstification in the penecontemporaneous period and dolomitization of Mao 2 member. On this basis, the reservoir development pattern is constructed, which indicates that high-quality dolomite reservoirs were widely developed in Mao 2 member in Central Sichuan Basin; (3) The seismic prediction technology of thin bedded dolomite of Mao 2 member is innovatively established, which shows that the distribution of high-quality reservoirs and the enrichment and high yield of gas reservoir in Mao 2 member were controlled by the paleo high zone. As a result, breakthroughs were obtained in the new exploration field guided by new geological understanding, achieving high gas flows of more than one million cubic meters during the test of five wells (including Well TS4), and marking a major breakthrough in gas exploration of Mao 2 member in Sichuan Basin, with the submitted proven gas reserves of exceeding 100 billion cubic meters. Now, the gas reservoir in Mao 2 member in Central Sichuan Basin is a major resource base for increasing proven reserves during the 14<sup>th</sup> Five-Year Plan period.

**Key words:** Sichuan Basin, Central Sichuan Basin, second member of Maokou Formation, reservoir genesis, ancient landform, dolomite, lithologic gas reservoir

## 0 引言

随着中浅层陆相碎屑岩地层油气资源逐渐探明, 油气勘探逐渐转向深层海相碳酸盐岩含油气层系<sup>[1-7]</sup>, 其中, 走滑断裂控制的断溶体油气藏与台缘带控制的礁滩体油气藏取得良好的勘探开发效果<sup>[8-12]</sup>。目前, 四川盆地深层碳酸盐岩天然气勘探在川北普光、龙岗的长兴组—飞仙关组, 川中地区灯影组、龙王庙组等层系取得规模发现。在川西北双鱼石地区中二叠统勘探取得不错的勘探效果<sup>[13-15]</sup>。这些碳酸盐岩地层规模发现的沉积基础主要为台缘礁滩, 储层为台缘礁滩相控制的孔洞型岩溶储层。以川中地区台内中低能滩沉积为典型的中二叠统茅口组仅在单井点上有所发现(角探1、南充1等井), 并没有规模性勘探突破。

川中地区茅口组二段(茅二段)地质认识主要体现在以下几个方面: 一是, 认为川中地区茅二段储层受滩体控制, 茅二段沉积时期水体能量较低, 滩体仅在台地内部局部发育, 勘探潜力有限<sup>[16-18]</sup>。二是, 认为茅二段白云岩储层受热水沉积与基底断裂的联合控制, 其中局部发育的生屑滩是白云岩储层发育的基础, 热水沉积形成了早期层状基质白云岩, 基底断裂为后期富镁热液流体提供了运移通道, 改善了储集性能, 优质白云岩储层主要分布在基底断裂附近区域, 分布相对局限<sup>[19-21]</sup>。三是, 认为茅二段白云岩的形成与岩溶、玄武岩息息相关。茅口组沉积后地层边抬升边淋滤, 华蓥山和梁平一带在东吴期喷发溢流的玄武岩, 水解淋滤后形成硅酸溶液以及富含镁离子的流体沿岩溶层的各种裂缝和节理向下渗流, 从而发生白云石化现象<sup>[22-23]</sup>。目前, 茅二段储层成因争议较大, 勘探缺乏有效的成储模式指导, 影响勘探进程。

为了进一步搞清川中地区茅二段白云岩气藏的勘探潜力, 明确白云岩储层的成因及分布规律, 本文从岩心描述、薄片分析、U—Pb测年与印模法古地貌恢复等方面入手, 开展储层成因、储层发育模式与气藏富集规律等方面研究, 认为川中地区茅二段白云岩储层为受古地貌控制的滩相岩溶储层, 分布范围广, 规模大。茅二段发育不受构造控制、连续性较好的大型高压岩性气藏。研究成果支撑部署的潼深4井等5口茅二段专探井, 在茅二段钻遇13~22.5m优质白云岩储层, 试气获超百万立方米高产突破, 展现了川中地区茅口组广阔的勘探开发前景, 大大推动了四川盆地内茅口组的勘探进程。

## 1 区域地质背景

研究区位于四川盆地的中部(图1左), 构造位置处于川中低缓褶皱带<sup>[24]</sup>。中一下二叠统自下而上依次发育梁山组、栖霞组和茅口组(图1右), 梁山组为在志留系古风化壳上的碳质泥岩、黑色页岩沉积, 其后随着栖霞组沉积早期海侵, 演变为碳酸盐台地体系。栖霞组下部主要发育灰色—灰黑色泥质灰岩和硅质灰岩, 中上部为浅灰色—深灰色含生屑灰岩、泥晶灰岩, 局部白云岩化, 生物发育。栖霞组沉积之后, 被茅口组所覆盖(图1右)。茅口组厚度约为180~220m。其中茅一段岩性以深灰色、灰黑色泥质灰岩、泥晶灰岩为主, 泥质含量较重, 眼球眼皮构造发育。茅二段岩性为灰色、深灰色厚层状泥晶灰岩、含生屑灰岩, 中上部局部发育具有一定厚度的细粉晶云岩, 厚度一般为1.5~22.5m, 该套白云岩层是目前川中地区中二叠统主力勘探层系; 下部为灰色含生屑灰岩。茅三段岩性以浅灰色泥—粉晶生屑灰岩为主,

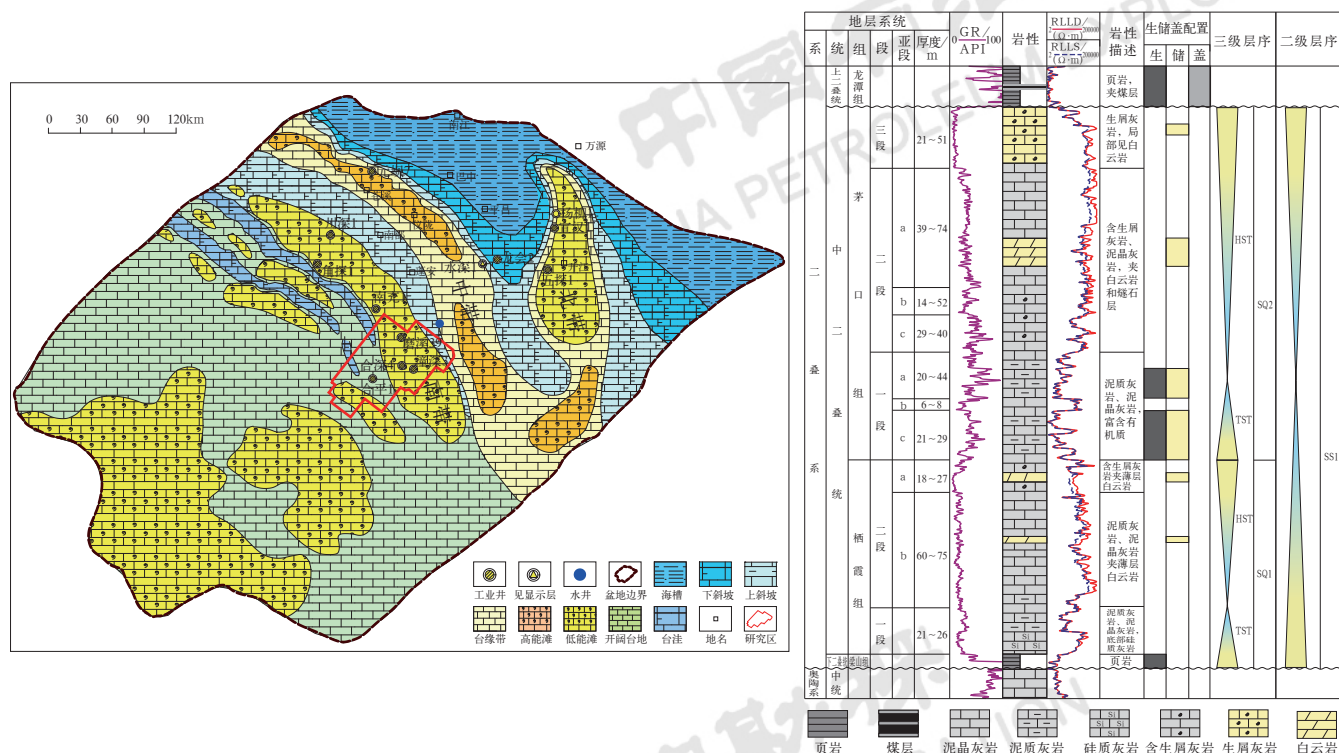


图1 川中地区茅口组沉积中晚期岩相古地理图(左)及中二叠统综合柱状图(右)

Fig.1 Lithofacies paleogeography during the middle-late deposition period of Maokou Formation (left) and comprehensive stratigraphic column of the Middle Permian in Central Sichuan Basin (right)

受东吴运动隆升作用的影响, 矿权区茅三段顶部普遍剥蚀, 并缺失茅四段<sup>[25]</sup>。

## 2 茅二段基础地质特征

### 2.1 烃源岩特征

川中地区二叠系栖霞组、茅口组天然气以多源、混源为主, 气源对比结果表明, 茅口组天然气主要来源于下部寒武系筇竹寺组、志留系龙马溪组和中一下二叠统自身烃源岩<sup>[26]</sup>。

川中地区寒武系筇竹寺组烃源岩广泛发育, 在川中台内区厚度较薄, 约为40~80m, 生烃强度为 $(10\sim20)\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 。TOC值变化区间为0.07%~7.56%, 平均值为1.56%;  $R_o$ 值变化区间为3.44%~3.56%, 平均为3.51%, 热演化程度高。筇竹寺组烃源岩在晚二叠世末—中侏罗世期间开始大量生油, 中侏罗世—早白垩世原油裂解生气, 晚白垩世进入过成熟生干气阶段<sup>[27]</sup>。

川中地区志留系龙马溪组烃源岩主要分布于东部, 西北部受剥蚀地层缺失。烃源岩厚度在0~200m左右, 生烃强度为 $(20\sim60)\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 。TOC值变

化区间为1.4%~3.3%, 平均值为2.2%;  $R_o$ 值变化区间为2.1%~2.9%, 平均为2.51%, 热演化程度较高。龙马溪组烃源岩在早泥盆世进入生油门限, 早三叠世—中侏罗世期间进入生油高峰, 早白垩世进入生气期, 晚白垩世进入过成熟生干气阶段<sup>[28]</sup>。

### 2.2 储层特征

通过对川中地区多口钻井的岩心观察、薄片鉴定及测井成像等资料统计分析, 川中茅二段储层主要发育在白云岩、灰质云岩、云质灰岩和含云灰岩中。

茅二段白云岩优质储层为裂缝—孔洞型储层, 总体表现为低孔、低渗的特征, 局部高孔段发育大的溶蚀孔洞。采用27块全直径岩心进行孔隙度与渗透率测量, 孔隙度主要集中在2.0%~8.4%之间, 平均为4.3%, 中值为3.5%; 渗透率主要集中在0.01~100mD之间, 平均为4.71mD, 中值为1.77mD, 孔隙度与渗透率具有正相关关系, 且局部发育中孔—高孔层段, 孔渗关系表现出双重介质特征。

### 2.3 盖层特征

茅口组上覆地层龙潭组为一套厚达120~160m

的含煤页岩层,厚度大,盆地内广泛分布,具有优越的封盖能力,是良好的区域盖层;下部茅一段40~60m的致密泥质灰岩可作为茅二段储层的底板,中二叠统以“三明治”形式把茅二段白云岩储层封闭在中部,形成良好的成藏封盖系统,使茅二段气层的压力系数达到1.7以上。另外,从区域构造特征来看,川中地区整体处于平缓构造带,构造变形弱,断层延伸长度较短、断距小,大部分走滑断层在龙潭组沉积后不再活动,有利于先存油气藏的后期保存<sup>[29-30]</sup>。

### 3 茅二段储层成因及发育模式

#### 3.1 古地理格局奠定滩体规模发育

上扬子北缘在二叠纪一早中三叠世期间发育南秦岭裂陷盆地,中二叠世,受峨眉地幔柱隆升影响,四川盆地发生差异隆升,形成西南高、东北低的缓坡型沉积基底。茅口组沉积中期,峨眉地幔柱隆升形成区域性拉张的构造背景,为茅二段隆、洼构造格局形成提供了应力条件<sup>[31]</sup>。茅口组沉积中晚期川东北发育3个以台内中低能滩沉积为主的北西向古

地貌高带(图1左),川中地区位于南部古地貌高带。

本文采用印模法以龙潭组内填平补齐的地层作为标志层表征茅口组古地貌。从古地貌特征来看,川中地区茅二段北西向古地貌高带特征明显,东西两侧地层向古地貌高部位逐渐上超(图2)。而实际钻井也揭示,川中地区在茅口组高位体系域沉积时期具有滩体的形成背景,此时生物繁盛,生屑质台内滩分布范围广,沉积厚度大,是该区最有利的储集岩发育带(图1右)。该区储层段取心揭示,白云岩储层普遍见残余生屑结构与颗粒幻影结构,生屑主要有有孔虫、腕足类、苔藓虫、海百合等,表明茅二段“生屑滩”沉积特征明显(图3)。生屑颗粒相较于滩间洼地相石灰岩具有更好的原始孔隙度和渗透率,抗压实能力同样更高,现存储层孔隙均为早期孔隙的继承。另外,结合常规曲线与成像测井响应特征,生屑滩相测井曲线表现为“平缓低GR”特征,生屑滩顶、底部GR曲线大多为突变接触;成像测井表现为“块状亮块,杂乱暗色斑块或斑点条带”特征。而滩间洼地相为主的泥晶灰岩物性比较差,无法形成有效储层。

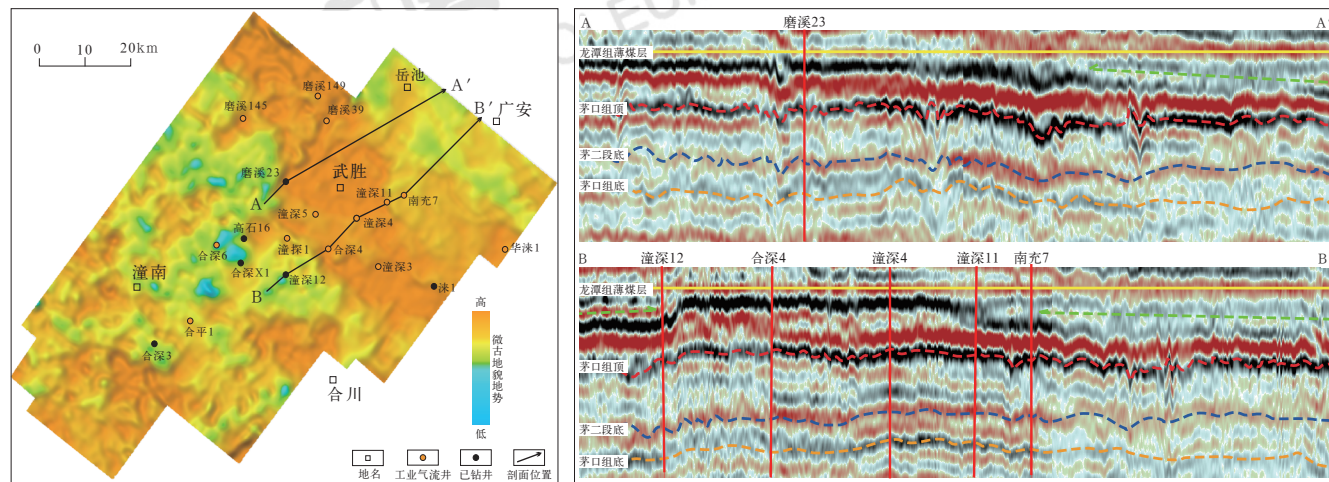


图2 川中地区茅二段准同生期古地貌图(左)与地震剖面特征图(右)

Fig.2 Ancient landform (left) and seismic profile (right) in the penecontemporaneous period of the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin

平面上,茅二段滩体在微古地貌高(高地貌)主体部位滩体最为发育。西侧微古地貌低洼区的合深2井—潼深1井茅二段生屑滩体厚度较薄,单个生屑滩厚2~3m;高地貌主体部位合深4—潼深4井区厚层生屑滩体发育,单个颗粒滩厚度为3~9m。整体上,高地貌主体部位滩体规模发育,厚度较大;低洼区滩体发育程度较低,厚度较薄。

#### 3.2 准同生期岩溶和白云岩化控制优质储层分布

##### 3.2.1 准同生期高频岩溶作用是优质储层形成的核心

川中地区茅二段系统取心表明茅二段储层发育段存在大量的溶蚀孔洞,从岩溶储层在层序格架(图1右)与岩心上岩溶发育的纵向位置(图4)来看,其主要发育在高位体系域的层序界面附近,说明其岩溶

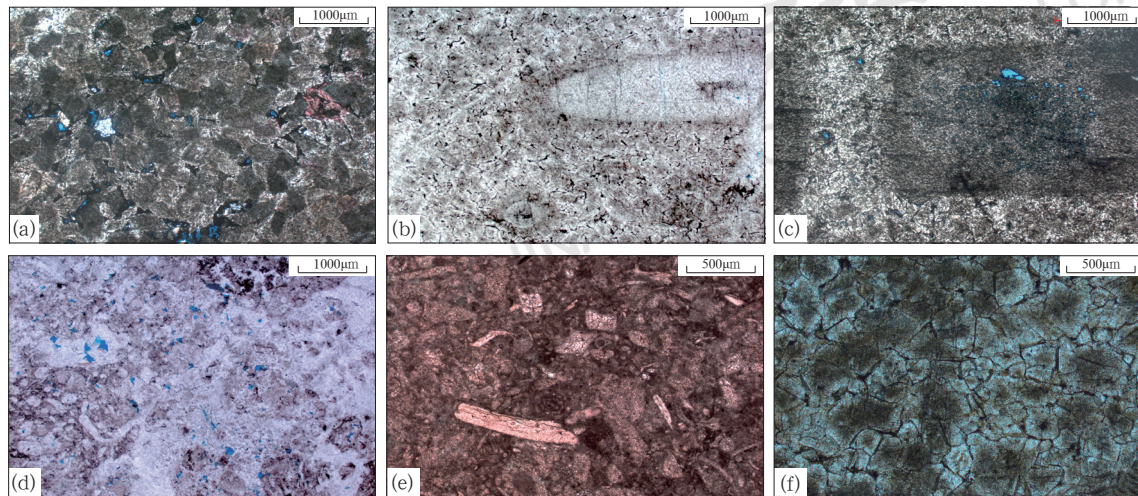


图 3 川中地区茅二段白云岩储层沉积特征图版

Fig.3 Sedimentary characteristics of dolomite reservoir in the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin

(a) 潼深 4 井, 茅二段, 4260.6m, 粉细晶云岩, 颗粒幻影结构; (b) 潼深 4 井, 茅二段, 4266.5m, 残余生屑细晶云岩; (c) 潼深 4 井, 茅二段, 4271.0m, 残余生屑中细晶云岩, 见海百合茎; (d) 潼深 4 井, 茅二段, 4276.7m, 残余生屑细晶云岩, 见大量生屑颗粒; (e) 潼深 4 井, 茅二段, 4278.9m, 泥晶生屑灰岩, 见大量残余生屑; (f) 潼深 3 井, 茅二段, 4313.6m, 细晶云岩, 见明显颗粒幻影结构

作用主要为准同生期岩溶。

潼深 3 井、潼深 4 井茅二段岩心上看, 茅二段发生了高频层间岩溶作用, 岩溶储层段具有向上变浅和暴露序列发育的特征 (图 5); 单个岩溶旋回顶部岩溶角砾化特征显著, 岩溶彻底的部位溶蚀孔洞大, 岩心破碎严重, 难以取到有效岩心; 旋回中上部岩溶作用强, 岩心较为完整, 具有较大的溶洞、溶缝, 溶洞尺度从几厘米到十几厘米不等 (图 5a); 向下溶蚀孔洞逐渐变小, 旋回底部以密集发育的小孔洞为主, 密度达到 100~800 个/m (图 5b、c); 镜下多见明显的沿裂缝发育的小尺度溶蚀孔洞与溶蚀缝 (图 5d)。另外, 宏观岩心上, 能够普遍见暴露面、近地表岩溶角砾 (图 5e)。镜下普遍见高频暴露面导致的充填与切割现象, 可明显见到早期的孔洞充填物、裂缝充填物与生屑被后期暴露面切割, 暴露面上下的沉积物特征存在明显差异, 也反映明显的高频暴露特征 (图 5f)。

茅二段岩溶储层具有颗粒幻影结构 (图 5d), 其形成显然与相对高能的沉积相有关。微古地貌的高部位滩体具有较好的原始孔隙, 准同生期频繁的海平面升降致使古地貌高部位滩体不断暴露, 大气淡水沿原始孔隙溶蚀扩容, 形成大量的溶蚀孔洞, 为后期富镁流体的进入提供了良好的渗流通道。

### 3.2.2 浅埋藏白云岩化作用是储层孔隙保存的关键

早期孔隙形成后, 如未发生白云岩化作用, 后期

沉积地层造成的压溶作用不但使孔隙空间压缩变小, 而且产生的钙质流体还会充填原生孔隙, 破坏原始储层。早期的白云岩化作用会提高岩石的抗压性能, 是储层孔隙得以保存的关键因素。

本文通过白云石有序度、碳氧同位素、锶同位素分析、U—Pb 同位素测年等试验确定了川中地区茅二段白云岩化的时间。从川中茅二段优质储层发育井潼深 4 井白云岩样品低有序度 (平均值为 0.58) 特征反映了高盐度、快速结晶过程, 符合准同生期—浅埋藏期白云岩化的特征。另外碳氧同位素也同样指示, 白云岩  $\delta^{13}\text{C}$  平均为 3.87‰,  $\delta^{18}\text{O}$  平均为 -7.5‰, 与石灰岩相比  $\delta^{18}\text{O}$  相似 (图 6a), 均落在同期海水范围内, 表明白云岩化流体主要来自同时期海水, 说明白云岩化时间较早。锶同位素分析结果也证明了这个观点, 合深 4 井茅二段石灰岩与白云岩的  $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$  比值均在 0.7075 左右 (图 6b), 也说明白云岩化流体来自同期海水。年代学方面, 通过 U—Pb 同位素测年法对茅口组白云岩样品进行了定年分析, 茅口组白云岩形成时间为  $257\text{Ma} \pm 10\text{Ma}$  (图 6c), 直接确定了茅口组白云岩形成时间为二叠纪, 这是茅口组早期白云岩化最确凿的证据。综上所述, 茅口组白云岩化作用形成于准同生—浅埋藏期。准同生期白云岩化作用使早期原生孔隙与岩溶孔洞在后期压实过程中得以保存, 从而造就了现今仍保存完好的优质孔洞型白云岩储层。

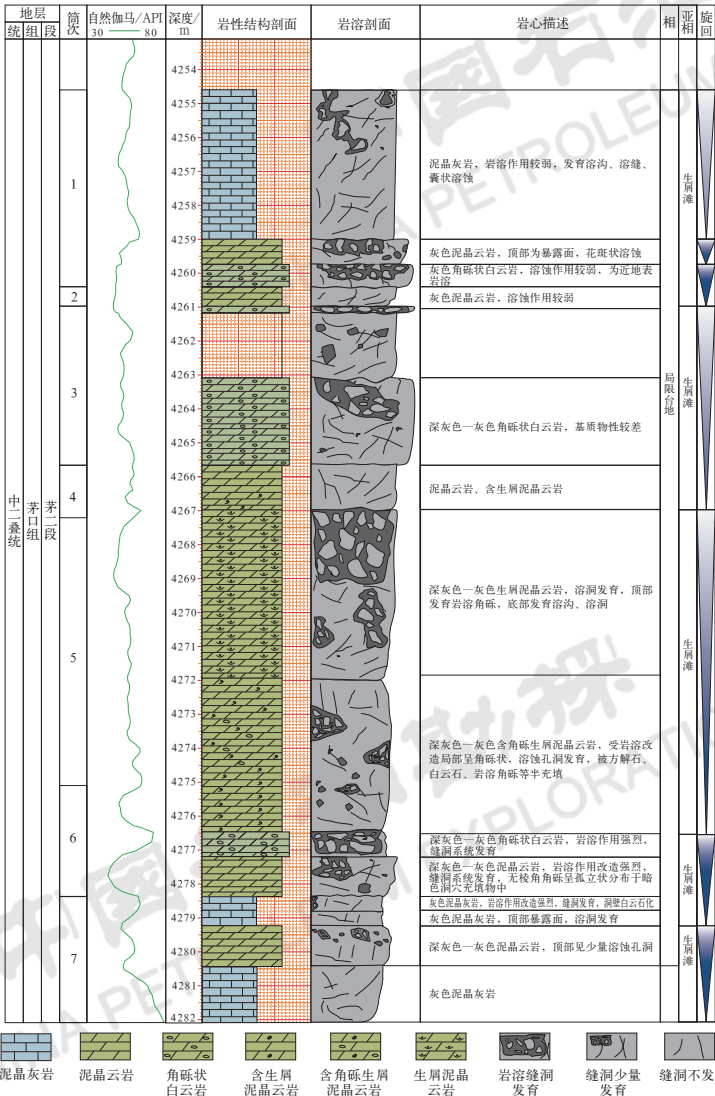


图 4 川中地区潼深 4 井茅二段白云岩储层岩心柱状图

Fig.4 Core description column of dolomite reservoir in the second member of Maokou Formation in Well TS 4 in Central Sichuan Basin

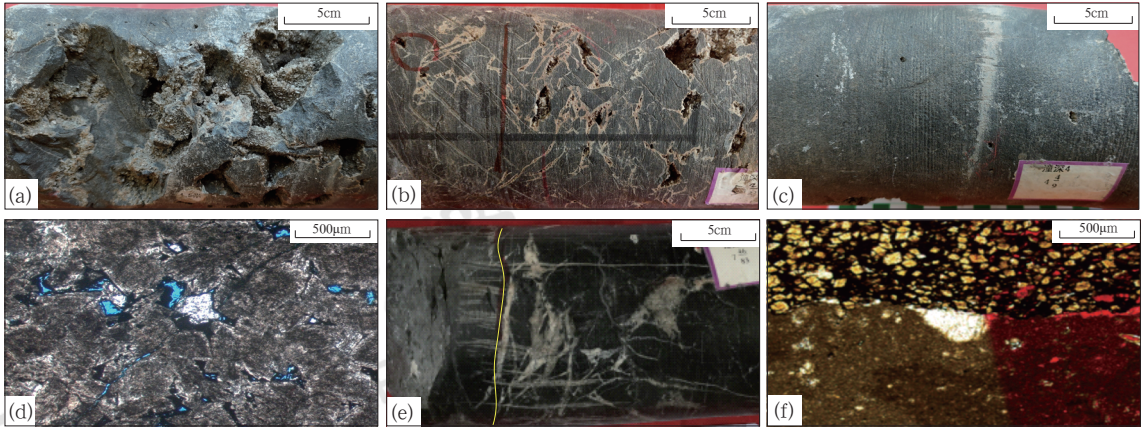


图 5 川中地区茅二段白云岩储层岩石学特征图版

Fig.5 Petrological characteristics of dolomite reservoir in the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin

(a) 潼深 4 井, 茅二段, 4263.3m, 细晶云岩, 溶洞; (b) 潼深 4 井, 茅二段, 4268.1m, 角砾状白云岩, 溶蚀孔洞; (c) 潼深 4 井, 茅二段, 4266.4m, 细晶云岩, 溶蚀孔隙; (d) 潼深 3 井, 茅二段, 4307.9m, 中晶云岩, 晶间溶孔; (e) 潼深 4 井, 茅二段, 4280.5m, 泥晶生屑灰岩, 见明显暴露面, 暴露面以下囊状溶缝被充填; (f) 潼深 3 井, 茅二段, 4335.3m, 高频暴露面切割孔洞充填物

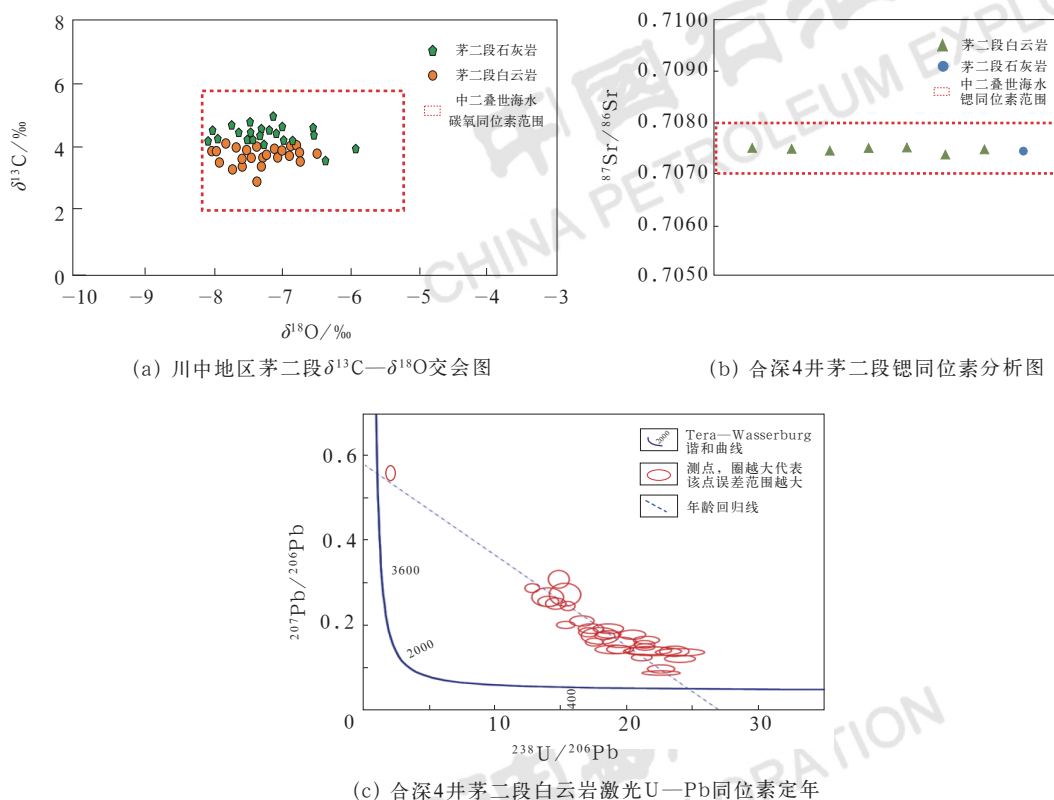


图6 川中地区茅二段白云岩储层岩石样品地球化学、年代学特征图版

Fig.6 Geochemical and chronological characteristics of rock samples of dolomite reservoir in the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin

### 3.3 储层发育模式

川中地区茅二段白云岩储层的形成受沉积背景及准同生期岩溶作用、白云岩化作用等因素控制。本文对白云岩储层的形成过程进行探讨,建立川中地区茅二段白云岩储层发育模式。

川中地区茅二段白云岩储层具有残余颗粒结构特征,其形成显然与较高能的沉积环境有关,高古地貌主体部位无疑是滩相最有利的发育位置(图7a),随着海平面逐渐上升,滩体规模加积生长(图7b、c)。当海平面经历多期次下降时,形成多期短时限岩溶暴露,茅二段高古地貌主体部位发育的滩体接受短时限的大气淡水淋滤,岩溶改造强烈,以垂向侵蚀作用和横向层间岩溶作用为主,从而形成横向比较稳定的大型缝洞系统(图7d)。同时受峨眉地裂运动影响,海水中充斥着大量富镁物质,当海平面下降、古地貌高带内海水局部受限时,这种富镁海水沿早期溶蚀通道、断裂、裂缝渗入岩溶缝洞,使浅埋藏时期未完全固结的缝洞体发生白云岩化作用(图7e),从而形成以溶蚀孔洞、溶缝和白云岩粒间孔为主要储集空间的层状大规模白云岩储层。

受海西期峨眉地裂运动NE—SW向拉张作用影响,茅二段沉积时期,四川盆地发生拉张沉降,在川中地区形成大量北西向同沉积张扭性走滑断裂。推测茅二段高古地貌是由同沉积的北西向走滑断裂影响形成,北西向走滑断裂控制了川中地区茅二段古地貌分布格局。

## 4 茅二段白云岩储层分布及气藏富集规律

为了明确川中地区茅二段白云岩储层发育范围及横向变化规律,基于近年采集的三维地震资料,借助地球物理手段,开展了茅二段白云岩储层地震预测,进一步落实优质白云岩储层分布,明确了茅二段岩性气藏规模。

### 4.1 白云岩储层分布规律

#### 4.1.1 白云岩储层分布特征

高古地貌主体部位,由于其滩体沉积厚度大,准同生期岩溶及白云岩化作用强,储层岩性主要为白云岩、灰质云岩,储集空间主要是溶蚀孔洞、晶间孔及微裂缝,孔隙度平均达到4.3%。古地貌低部位,由于滩体整体欠发育,岩溶与白云岩化作用较弱,储层岩性主要为含云灰岩、石灰岩为主,储集空间为粒间

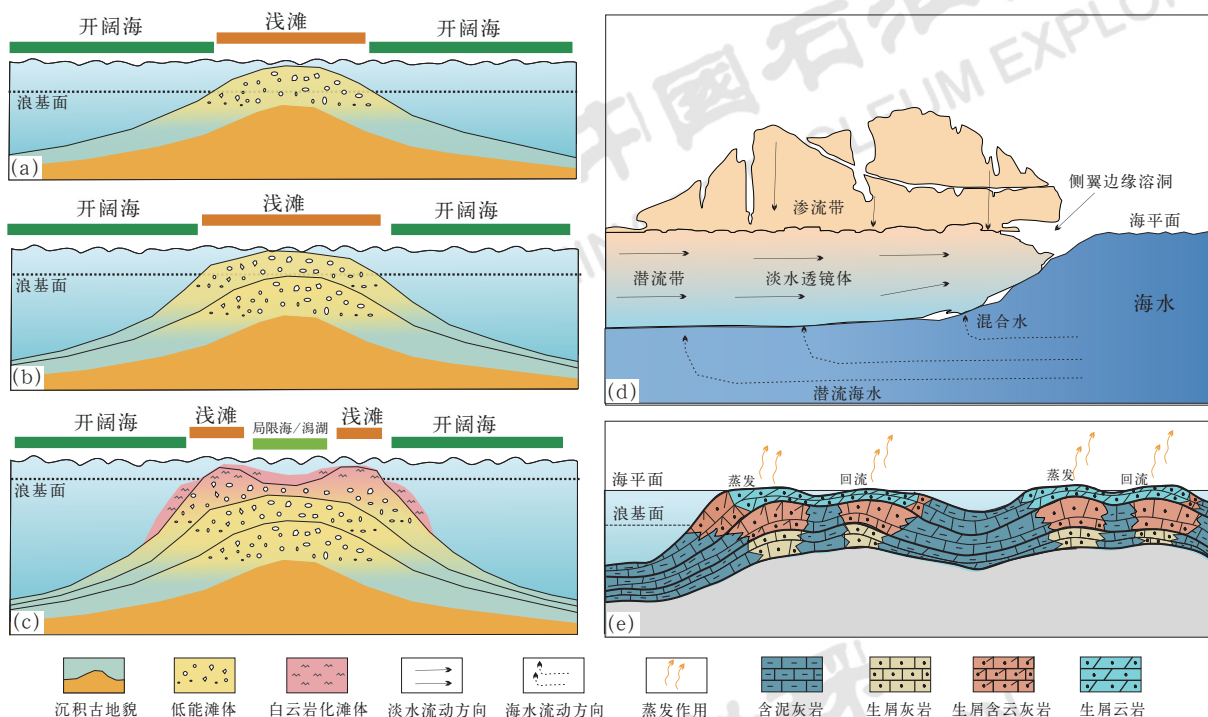


图 7 川中地区茅二段白云岩储层发育模式图

Fig.7 Development pattern of dolomite reservoir in the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin

(a) 滩体雏形形成; (b) 滩体进一步发育; (c) 滩体暴露发生白云岩化; (d) 准同生期岩溶示意图; (e) 准同生期白云岩化示意图

溶蚀孔及微裂缝, 孔隙度平均为 2.8%, 储层物性较古地貌主体部位变差。说明古地貌高低直接控制了茅二段白云岩储层品质及发育规模, 高古地貌区域是茅口组勘探的主要区域。

#### 4.1.2 白云岩储层地震预测

川中地区茅二段白云岩储层速度与密度和石灰岩

之间存在较大的差异, 纵波阻抗较石灰岩降低明显。波动方程正演模拟表明, 当厚层白云岩储层发育时, 白云岩底部表现为“强振幅波峰”反射, 且随着白云岩云质含量的增大或储层厚度的增大, 地震波峰反射能量进一步增强(图 8a)。优选最大波峰属性开展有利储层定性预测, 根据正演模拟和实际钻井标定结

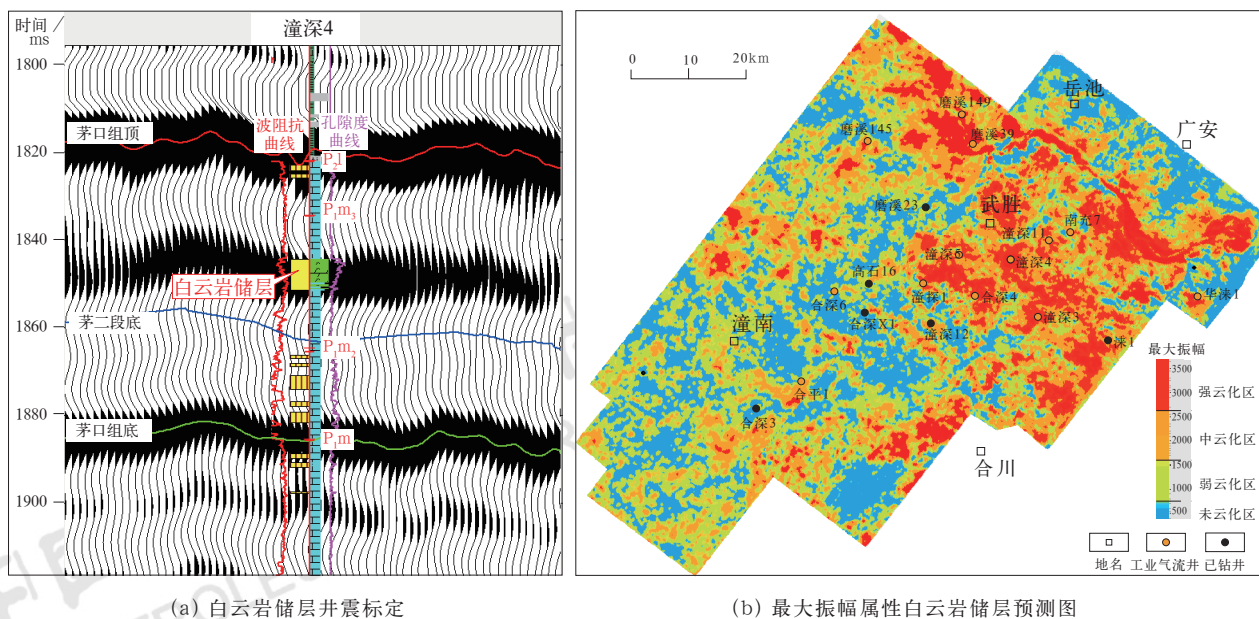


图 8 川中地区茅二段白云岩井震对标与储层预测图

Fig.8 Well-seismic calibration and prediction of dolomite reservoir in the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin

果, 确定不同白云岩化程度的振幅值界限, 实现不同白云岩化程度白云岩储层分布定性预测 (图 8b), 预测符合率达到 87%, 面积超 2000km<sup>2</sup>。川中地区东部优质白云岩储层更发育, 是主要的增储目标区。预测结果与茅二段古地貌高带 (图 2 左) 分布基本一致, 间接说明了预测结果的可靠性。

#### 4.2 天然气富集规律

烃源岩生烃史分析研究表明, 茅二段天然气

最终成藏时期是中晚白垩世<sup>[32]</sup>。川中地区南部构造稳定, 生排烃期一直处于构造高部位, 是早期油气成藏与晚期天然气有利运聚指向区。另外, 川中地区全区发育大量走滑断裂带, 可向下沟通筇竹寺组与龙马溪组烃源岩, 为下部油气向上运移至茅二段储层内提供了良好的运移通道。上覆龙潭组发育厚层页岩与致密石灰岩, 且鲜有断层上穿龙潭组, 因此其可作为良好的区域盖层, 从而使川中地区茅二段形成高压岩性气藏 (图 9)。

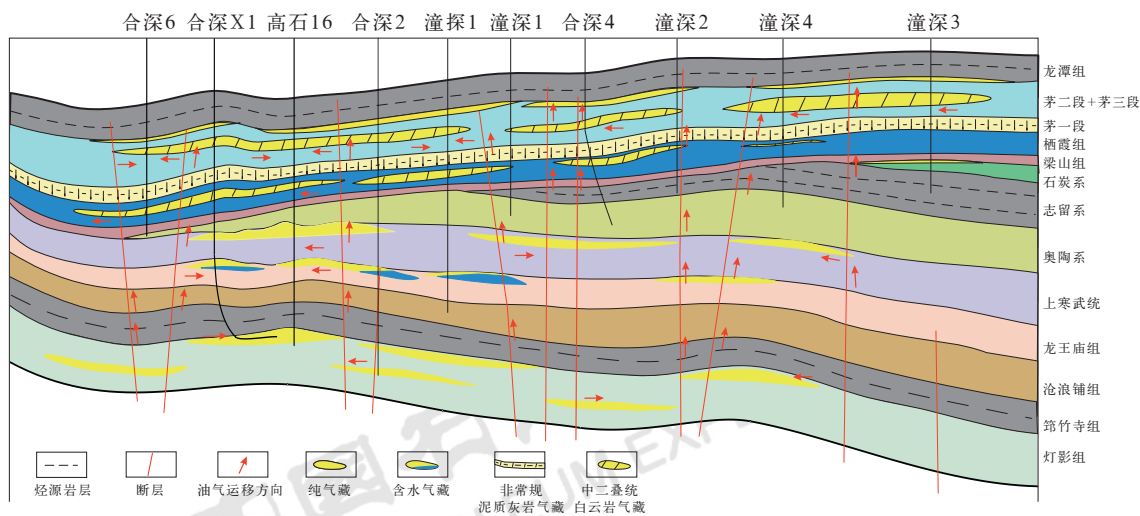


图9 川中地区茅二段白云岩气藏成藏模式图

Fig.9 Gas accumulation pattern of dolomite reservoir in the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin

川中地区实钻井也证实, 茅二段工业气流井在构造高低部位均有分布, 测试产量与储层品质呈正相关, 优质储层发育区内钻井测试效果更好, 说明茅二段气藏主要是受储层控制的大面积岩性气藏, 受古地貌高控制的优质储层分布控制了茅二段天然气富集 (图 10)。

### 5 勘探实践及意义

#### 5.1 进一步证实茅二段古地貌控制“滩体、岩溶、白云岩化”的三位一体的成储模式认识

与塔里木盆地古地貌仅控制储层的岩溶程度不同, 川中地区茅二段准同生期古地貌不仅控制了沉积时期滩体的分布范围, 也控制了海平面下降时期的岩溶与白云岩化作用, 即准同生期古地貌几乎控制了茅二段白云岩储层“成滩—岩溶—白云岩化”的全过程, 促使各种成储关键因素完美匹配, 从而形成了茅二段大规模分布的层状孔洞型白云岩储层, 造就了受储层

品质控制的茅二段大型岩性气藏。这一模式突破了以往茅二段台内斜坡相、滩体局限发育、勘探规模小的认识<sup>[16-18]</sup>, 同时也改变了茅二段白云岩储层以热液成因为主的传统认知<sup>[19-23]</sup>, 使一直不被看好的中二叠统成为川中勘探的重点层系。

为了探索川中地区茅二段古地貌高带白云岩储层发育情况及其含油气性, 早期部署的合深 4 井获日产  $113.38 \times 10^4 \text{m}^3$  的高产气流, 估算无阻流量  $995 \times 10^4 \text{m}^3$ ; 后期潼深 3 井、潼深 4 井、潼深 7 井、潼深 11 井茅二段白云岩储层分获日产  $187.95 \times 10^4 \text{m}^3$ 、 $205.16 \times 10^4 \text{m}^3$ 、 $203.1 \times 10^4 \text{m}^3$  与  $233.8 \times 10^4 \text{m}^3$  的高产气流, 无阻流量均突破千万立方米。勘探实践证实, 古地貌高部位滩体发育, 白云岩储层厚度大、物性好、产量高, 控制了茅二段储层的品质和发育规模。另外, 在川东北地区茅二段仍然发育中带、北带两个高古地貌区, 具备与南带相似的储层形成背景, 面积超 3000km<sup>2</sup>, 勘探潜力大, 是下一步四川盆地中二叠统勘探的重要方向。

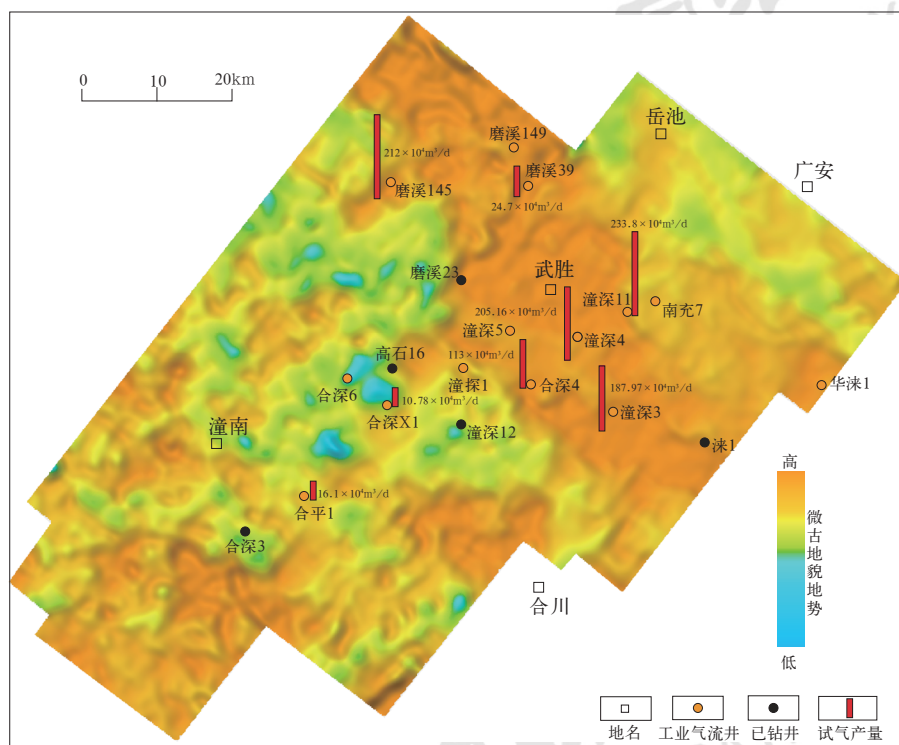


图 10 川中地区茅二段白云岩储层试气产量分布图

Fig.10 Distribution map of well tested gas production of dolomite reservoir in the second member of Maokou Formation in Central Sichuan Basin

## 5.2 茅二段白云岩气藏有望成为川中地区又一规模增储上产的重要领域

川中地区茅二段白云岩气藏的勘探突破，对于川中地区台内区的整体评价与勘探展开具有重要的战略意义。一是首次在川中震旦系—寒武系以外地层获得实质性突破，实现了川中中二叠统白云岩气藏的规模发现，尤其是东侧潼深3井、潼深4井、潼深11井获得超百万立方米产量突破，实现了对高地貌区的整体控制，证实了茅二段白云岩气藏具有“整体成藏、高产富集”的特点。二是茅二段白云岩气藏的突破，实现了大庆合川区块勘探方向由灯影组向中二叠统的重大转移。茅二段气藏埋藏浅、压力系数高，更具勘探价值，目前已基本落实  $3000 \times 10^8 \text{m}^3$  的资源量。三是茅二段白云岩气藏已成为大庆川渝探区天然气产量提升的重要来源。2021年投入试采井3口，累计产气量已超  $2.5 \times 10^8 \text{m}^3$ ，试采效果好，产量压力稳定，说明川中地区茅二段白云岩气藏具备高产、稳产的产出能力。四是坚定了川中地区茅二段围绕高地貌区的勘探信心，推动了四川盆地中二叠统勘探的快速展开，开辟了继上三叠统长兴组—飞仙关组、上震旦统

灯影组与下寒武统龙王庙组后，又一重大的勘探领域，揭开了四川盆地中二叠统勘探的新篇章。

## 6 结论

(1) 川中地区筇竹寺组与龙马溪组烃源岩广泛分布，生烃强度大，是茅二段气藏的主要烃源岩。龙潭组覆盖在茅口组之上，是茅二段良好的区域盖层；茅二段发育裂缝—孔洞型白云岩储层，厚度大、物性好，良好的生储盖组合形成了川中地区茅二段大型岩性气藏。

(2) 茅二段古地貌控制了准同生期的“滩体、岩溶、白云岩化”，具有三位一体储层发育模式，茅二段古地貌高带的存在使滩体具备沉积条件；准同生期古地貌高部位促进高频岩溶作用发生，对滩体原始孔隙起到了扩容作用，是茅二段储层孔隙形成的核心；高频暴露造成的局部海水受限，也促使白云岩化作用发生，岩石抗压能力更强，使早期孔隙得以保存。总之，古地貌控制了茅二段储层品质和发育规模。

(3) 创新建立茅二段薄层白云岩地震预测技术，预测符合率达到80%以上，川中地区储层有利发育区超  $2000 \text{km}^2$ ，分布范围广。勘探实践证明，茅二段

主要为受储层控制的大面积岩性气藏,优质储层的分布控制了天然气富集。

(4) 川中茅二段白云岩气藏的规模发现,尤其是一批高产井的钻探成功,证实茅二段具有“整体成藏、高产富集”的典型特点,坚定了川中地区茅二段围绕高古地貌区勘探的信心,推动了四川盆地中二叠统勘探的快速展开。

### 参考文献

- [1] 李阳,薛兆杰,程喆,等.中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J].中国石油勘探,2020,25(1):45-57.  
Li Yang, Xue Zhaojie, Cheng Zhe, *et al.* Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1):45-57.
- [2] 侯启军,何海清,李建忠,等.中国石油天然气股份有限公司近期油气勘探进展及前景展望[J].中国石油勘探,2018,23(1):1-13.  
Hou Qijun, He Haiqing, Li Jianzhong, *et al.* Recent progress and prospect of oil and gas exploration by PetroChina Company Limited[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(1):1-13.
- [3] 蔡勋育,刘金连,赵培荣,等.中国石化油气勘探进展与上游业务发展战略[J].中国石油勘探,2020,25(1):11-19.  
Cai Xunyu, Liu Jinlian, Zhao Peirong, *et al.* Exploration progress and upstream development strategy of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1):11-19.
- [4] 张水昌,梁狄刚,朱光有,等.中国海相油气田形成的地质基础[J].科学通报,2007,52(增刊1):19-37.  
Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhu Guangyou, *et al.* Fundamental geological elements for the occurrence of Chinese marine oil and gas accumulations[J]. Chinese Science Bulletin, 2007, 52(S1): 19-37.
- [5] 朱光有,张水昌.中国深层油气成藏条件与勘探潜力[J].石油学报,2009,30(6):793-800.  
Zhu Guangyou, Zhang Shuichang. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of deep reservoirs in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6):793-800.
- [6] 胡见义,吴因业,张静.高海拔与超深层石油地质若干问题[J].石油学报,2009,30(2):159-167.  
Hu Jianyi, Wu Yinye, Zhang Jing. Discussion on petroleum geology theory for high-elevation and ultra-deep formations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2):159-167.
- [7] 李阳,康志江,薛兆杰,等.碳酸盐岩深层油气开发技术助推我国石油工业快速发展[J].石油科技论坛,2021,40(3):33-42.  
Li Yang, Kang Zhijiang, Xue Zhaojie, *et al.* Deep carbonate oil and gas development technology fuels China's petroleum industrial development[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2021, 40(3):33-42.
- [8] 赵文智,沈安江,乔占峰,等.中国碳酸盐岩沉积层理论进展与海相大油气田发现[J].中国石油勘探,2022,27(4):1-15.  
Zhao Wenzhi, Shen Anjiang, Qiao Zhanfeng, *et al.* Theoretical progress in carbonate reservoir and discovery of large marine oil and gas fields in China[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(4):1-15.
- [9] 王清华,杨海军,汪如军,等.塔里木盆地超深层走滑断裂控储大油气田的勘探发现与技术创新[J].中国石油勘探,2021,26(4):58-71.  
Wang Qinghua, Yang Haijun, Wang Rujun, *et al.* Discovery and exploration technology of fault-controlled large oil and gas fields of ultra-deep formation in strike slip fault zone in Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(4):58-71.
- [10] 潘建国,李劲松,王宏斌,等.深层-超深层碳酸盐岩储层地震预测技术研究进展与趋势[J].中国石油勘探,2020,25(3):156-166.  
Pan Jianguo, Li Jinsong, Wang Hongbin, *et al.* Research progress and trend of seismic prediction technology for deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(3):156-166.
- [11] 云露.顺北东部北东向走滑断裂体系控储控藏作用与突破意义[J].中国石油勘探,2021,26(3):41-52.  
Yun Lu. Controlling effect of NE strike slip fault system on reservoir development and hydrocarbon accumulation and its geological significance in the eastern Shunbei area, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3):41-52.
- [12] 赵文智,胡素云,刘伟,等.再论中国陆上深层海相碳酸盐岩油气地质特征与勘探前景[J].天然气工业,2014,34(4):1-9.  
Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Liu Wei, *et al.* Petroleum geological features and exploration prospect in deep marine carbonate strata onshore China: a further discussion[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(4):1-9.
- [13] 何海清,范士芝,郭绪杰,等.中国石油“十三五”油气勘探重大成果与“十四五”发展战略[J].中国石油勘探,2021,26(1):17-30.  
He Haiqing, Fan Tuzhi, Guo Xujie, *et al.* PetroChina: major achievements in oil and gas exploration during the 13<sup>th</sup> Five-Year Plan period and development strategy for the 14<sup>th</sup> Five-Year Plan period[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(1): 17-30.
- [14] 杨雨,文龙,谢继容,等.四川盆地海相碳酸盐岩天然气勘探进展与方向[J].中国石油勘探,2020,25(3):44-55.  
Yang Yu, Wen Long, Xie Jirong, *et al.* Progress and direction of marine carbonate gas exploration in the Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(3):44-55.
- [15] Zhao Wenzhi, Xu Chunchun, Wang Tongshan. Comparative study of gas accumulations in the Permian Changxing reefs and Triassic Feixianguan oolitic reservoirs between Longgang and LuoJiazhai-Puguang in the Sichuan Basin[J]. Chinese Science Bulletin, 2011, 56(31):3310-3320.
- [16] 向娟,胡明毅,胡忠贵,等.四川盆地中二叠统茅口组沉积相分析[J].石油地质与工程,2011,25(1):14-19.  
Xiang Juan, Hu Mingyi, Hu Zhonggui, *et al.* Sedimentary facies analysis of Maokou Formation of Middle Permian in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(1):14-19.
- [17] 厚刚福,周进高,谷明峰,等.四川盆地中二叠统栖霞组、茅口组岩相古地理及勘探方向[J].海相油气地质,2017,22(1):25-31.  
Hou Gangfu, Zhou Jin'gao, Gu Mingfeng, *et al.* Lithofacies paleogeography and exploration realms of Middle Permian Qixia Formation and Maokou Formation, Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2017, 22(1):25-31.
- [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 Jin'gao, Yao Genshun, Yang Guang, *et al.* Lithofacies palaeogeography and favorable gas exploration zones of Qixia and Maokou Fms in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016,36(4):8-15.
- [19] 陈轩, 赵文智, 刘银河, 等. 川西南地区中二叠统热液白云岩特征及勘探思路[J]. 石油学报, 2013,34(3):460-466.
- Chen Xuan, Zhao Wenzhi, Liu Yinhe, *et al.* Characteristics and exploration strategy of the Middle Permian hydrothermal dolomite in southwest Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013,34(3):460-466.
- [20] 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.
- [21] 舒晓辉, 张军涛, 李国蓉, 等. 四川盆地北部栖霞组—茅口组热液白云岩特征与成因[J]. 石油与天然气地质, 2012,33(3):442-448,458.
- Shu Xiaohui, Zhang Juntao, Li Guorong, *et al.* Characteristics and genesis of hydrothermal dolomites of Qixia and Maokou formations in northern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012,33(3):442-448,458.
- [22] 金振奎, 冯增昭. 滇东—川西中二叠统白云岩的形成机理: 玄武岩淋滤白云化[J]. 沉积学报, 1999,17(3):383-389.
- Jin Zhenkui, Feng Zengzhao. Origin of dolostones of the Lower Permian in east Yunnan—west Sichuan: dolomitization through Leaching of basalts[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999,17(3):383-389.
- [23] 庞艳君, 冯仁蔚, 刘竞, 等. 川东北地区茅二段顶部玄武岩淋滤型白云岩形成机理[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2019,16(9):9-17.
- Pang Yanjun, Feng Renwei, Liu Jing, *et al.* Discussion on the formation mechanism of dolomite in the Basalts Leaching at the top of Maokou Formation of Lower Permian in northeast Sichuan[J]. Journal of Yangtze University(Natural Science Edition), 2019,16(9):9-17.
- [24] 郝毅, 姚倩颖, 田瀚, 等. 四川盆地二叠系茅口组沉积特征及储层主控因素[J]. 海相油气地质, 2020,25(3):202-209.
- Hao Yi, Yao Qianying, Tian Han, *et al.* Sedimentary characteristics and reservoir-controlling factors of the Permian Maokou Formation in Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2020,25(3):202-209.
- [25] 李凤杰, 陈荣林. 四川盆地东北地区中—中二叠统层序地层特征研究[J]. 石油实验地质, 2008, 30(5):472-477.
- Li Fengji, Chen Ronglin. Study on the Middle-Lower Permian sequence stratigraphy in northeastern area, the Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008,30(5):472-477.
- [26] 董才源, 谢增业, 朱华, 等. 川中地区中二叠统气源新认识及成藏模式[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2017,32(4):18-31.
- Dong Caiyuan, Xie Zengye, Zhu Hua, *et al.* New insight for gas source and gas accumulation modes of middle Permian in central Sichuan Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2017,32(4):18-31.
- [27] 周秦, 田辉, 王艳飞, 等. 川中古隆起下寒武统烃源岩生烃演化特征[J]. 天然气地球科学, 2016, 26(10):1883-1892.
- Zhou Qin, Tian Hui, Wang Yanfei, *et al.* The generation and evolution characteristics of the Lower Cambrian shale in the central Sichuan paleo-uplift[J]. Natural Gas Geoscience, 2016,26(10):1883-1892.
- [28] 蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. 石油学报, 2010,31(2):225-230.
- Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, *et al.* Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010,31(2):225-230.
- [29] 刘光祥, 金之钧, 邓模, 等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2015,36(6):481-487.
- Liu Guangxiang, Jin Zhijun, Deng Mo, *et al.* Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015,36(6):481-487.
- [30] 翟常博, 邓模, 曹清古, 等. 川东地区上二叠统龙潭组泥页岩基本特征及页岩气勘探潜力[J]. 石油实验地质, 2021,43(6):921-932.
- Zhai Changbo, Deng Mo, Cao Qinggu, *et al.* Basic characteristics and exploration potential of shale gas in Longtan Formation of Upper Permian in eastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021,43(6):921-932.
- [31] 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.
- [32] 董才源, 刘满仓, 李德江, 等. 四川盆地高石梯—磨溪地区下二叠统气源示踪[J]. 断块油气田, 2020,27(3):273-277.
- Dong Caiyuan, Liu Mancang, Li Dejiang, *et al.* Gas source tracing of Lower Permian in Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020,27(3):273-277.