

四川盆地栖霞组—茅口组沉积储层特征及勘探领域

倪超¹, 张本健², 褚春波³, 郝毅^{1,4}, 谷明峰¹, 潘立银^{1,4},
李梦莹¹, 姚倩颖¹, 朱可丹¹

1 中国石油杭州地质研究院; 2 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院;
3 中国石油大庆油田勘探事业部; 4 中国石油集团碳酸盐岩储层重点实验室

摘要 二叠系栖霞组—茅口组是四川盆地天然气勘探的重点层系,为了寻找栖霞组—茅口组未来天然气勘探的重点方向,在大量钻井、野外露头、测井、地震及地球化学数据等资料分析的基础上,针对四川盆地栖霞组—茅口组的沉积储层关键地质问题进行了研究,并对勘探领域进行了梳理分析。结果表明:①四川盆地栖霞组—茅口组主要为台地沉积体系,可以划分为3个层序。除川西台缘带之外,盆内川中—川东地区栖霞组—茅口组在三级层序高位域发育多期高能浅滩,总面积超过 $4\times 10^4\text{ km}^2$ 。②栖霞组—茅口组主要储层为孔隙—孔洞型白云岩、岩溶缝洞型灰岩以及微孔—微缝型泥灰岩。其中,孔隙—孔洞型白云岩是近期勘探的主要储集岩类型,栖霞组白云岩主要分布在川西广元—北川—雅安—峨眉一带,茅口组白云岩主要分布在宣汉—万州、广元—剑阁地区以及剑阁—广安—丰都一带。③四川盆地栖霞组—茅口组天然气勘探可划分为4个现实领域及2个潜在领域。其中,川北—川中—川东茅二段白云石化滩带是目前中二叠统天然气增储上产最重要的现实勘探领域,而川东茅二下亚段孤立白云石化浅滩有望成为未来最重要的勘探领域之一。

关键词 岩相古地理; 储层类型; 储层特征; 勘探领域; 栖霞组; 茅口组; 四川盆地

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

引用:倪超,张本健,褚春波,等.四川盆地栖霞组—茅口组沉积储层特征及勘探领域[J].海相油气地质,2024,29(3):303-315.

NI Chao, ZHANG Benjian, CHU Chunbo, et al. Sedimentary and reservoir characteristics and exploration field of Qixia Formation-Maokou Formation in the Sichuan Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2024, 29(3): 303-315.

0 前言

四川盆地栖霞组—茅口组的勘探始于20世纪50年代。1955年,蜀南地区隆10井在茅口组钻遇工业气流^[1],自此开启了四川盆地中二叠统天然气勘探的序幕。早期的勘探以茅口组为主,勘探思路是沿着构造—断裂寻找岩溶缝洞体,布井模式经历了“一占一沿”“一占三沿”以及“三占三沿”几个阶段,勘探成功率逐步增加,并成功发现黄家场、宋家场、自流井、老翁场、付家庙、阳高寺等一批数十亿方的气田^[2]。当时栖霞组并不是重要的勘探层系,在蜀南地区,一旦茅口组获气便不再继续下钻栖霞组,而川东则是以构造高部位的石炭系勘探为主,栖霞组—茅口组均属于过路兼探层。

到了80年代末,构造高点相继钻探完毕,产量开始逐年下降,因此栖霞组—茅口组的天然气勘探就不再局限于蜀南—川东地区。自20世纪90年代至本世纪初,川西南地区Ds1井,川西北地区Lt1井、L16井,川中地区H11井等钻井相继在栖霞组—茅口组获得高产工业气流,极大地拓展了这两个层位的勘探范围,不过储层类型仍以岩溶—缝洞型灰岩为主。

2014年以来,St1井、Ne1井相继在川西、川中地区栖霞组—茅口组白云岩获得高产工业气流,自此打开了四川盆地中二叠统基质孔隙—孔洞型白云岩储层的勘探新场面^[3],随后该领域多点开花、成果喜讯不断,如川西北St3井、Syx131井,川西南Pt1井,以及川中Mx42井、Jt1井、Ts11井等钻井相继获得高产工业气流^[4-8],尤其是Ts11井茅口组测试日产气

收稿日期:2024-06-25; 改回日期:2024-07-16

本文受中国石油重大专项课题“碳酸盐岩油气富集规律及有利区带研究”(编号:2023ZZ16YJ01)资助

第一作者:倪超,硕士,高级工程师,现从事油气地质综合研究工作。通信地址:310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号;
E-mail: nic_hz@petrochina.com.cn

通信作者:郝毅,硕士,高级工程师,现从事碳酸盐岩沉积储层研究工作。通信地址:310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号;
E-mail: hao_y_hz@petrochina.com.cn

达 $233 \times 10^4 \text{ m}^3$ [8]。此外,在近期的勘探中,茅一段“眼球眼皮”泥灰岩非常规领域也有多口井获得工业气流 [9]。这些勘探成果揭示了四川盆地栖霞组—茅口组的勘探领域的重要性、多样性以及良好的勘探前景。

四川盆地栖霞组—茅口组的地质研究主要涉及地层岩性特征 [10-11]、岩相古地理 [12-13]、储层特征和成因 [14-20] 以及勘探方向 [2-3,21-22] 等方面。根据第四次资源评价结果,四川盆地中二叠统天然气总资源量为 $15\,059.39 \times 10^8 \text{ m}^3$,而探明储量仅为 $852.03 \times 10^8 \text{ m}^3$,资源探明率仅为 5.66% [22],勘探潜力巨大。为了明确当前的重点勘探领域及今后潜在的勘探方向,为天然气勘探提供依据和支撑,本文应用大量野外露头、钻井、测井、地震及实验分析等基础资料,对栖霞组—茅口组沉积储层的关键地质问题进行了梳理分析,并结合近年的勘探新成果新苗头,将四川盆地栖霞组—茅口组天然气勘探划分为现实领域以及潜在领域两个层次,认为川北—川中—川东茅口中期白云石化滩带是目前增储上产最重要的现实勘探领域,而川东茅二下亚段孤立白云石化浅滩则有望成为未来最重要的勘探领域之一。

1 地质背景

1.1 构造背景

石炭纪末期云南运动导致海水退出上扬子台地,四川盆地及邻区经历了沉积间断,普遍缺失了下二叠统沉积。直到中二叠世开始发生大范围海侵,广泛接受了相对稳定的碳酸盐沉积。与此同时,扬子地块已不断南漂至赤道地区 [23],因此四川盆地当时处于湿热的气候环境,生物繁茂。

栖霞期四川盆地并未发生大的构造运动,处于云南运动和东吴运动之间的一个相对稳定时期。近年的勘探及研究成果表明,栖霞组沉积格局在一定程度上受到了加里东期古隆起残余地貌的影响,新刻画的川中古隆起东缘呈“S”形展布,栖霞期盆地内整体呈现西高东低的地貌特征 [4]。

茅口早期构造仍相对稳定。茅口中晚期东吴运动逐渐拉开序幕,最明显的表现便是峨眉地裂运动,一系列 NW 向拉张断裂造成局部地区发生大规模火山喷发 [24];沉积相带主要呈北西—南东方向展布 [1],尤其在川东地区,形成了开江—梁平海槽的雏形。

1.2 层序地层划分

目前四川盆地栖霞组—茅口组有比较统一的岩石地层划分方案:栖霞组分为2段,茅口组分为4段,重点层位根据生产需求还分出了亚段。由于岩石地层单元局部存在穿时性,而且生产上的层位划分过细,因此为了方便成图,本文重新厘定了栖霞组—茅口组的整体层序地层划分方案,以体系域作为岩相古地理的等时编图单元(图1)。

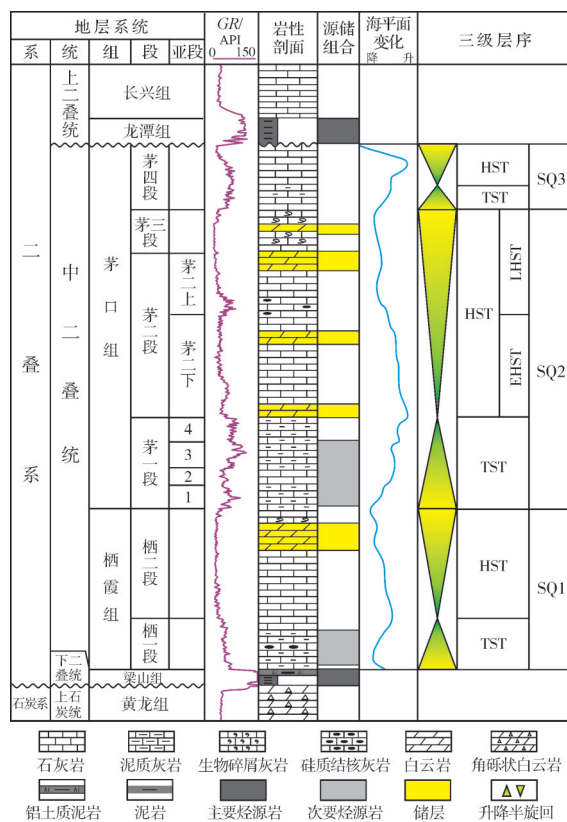


图1 四川盆地栖霞组—茅口组综合柱状图

Fig. 1 Comprehensive column of Qixia Formation–Maokou Formation in the Sichuan Basin

栖霞组经历了1个完整的海侵—海退旋回(SQ1)。第一旋回海侵域(SQ1–TST)对应栖霞一段,岩性主要为深灰色含泥质泥晶生屑(生物碎屑的简称)灰岩、含生屑泥晶灰岩,常夹有一些泥质纹层,生屑含量少,分选性及磨圆性较差,测井上主要表现为GR值相对高(30~70 API),呈锯齿状。第一旋回高位域(SQ1–HST)对应栖霞二段,岩性主要为灰色、浅灰色亮晶生屑灰岩、具残余生屑幻影的晶粒白云岩,生屑磨圆度较高、分选性较好,反映了相对浅水高能的沉积环境,测井上主要表现为低GR值(1~30 API),呈箱状或弱锯齿状。

茅口组共经历了2个海侵—海退旋回(SQ2、SQ3)。第一旋回海侵域(SQ2-TST)对应茅一段,岩性以深灰色泥晶生屑灰岩、含泥质有机质生屑灰岩为主,两者常呈不等厚互层出现,有时呈透镜状或串珠状,常被称为“眼球眼皮”灰岩^[25-26]，“眼皮”中生屑灰岩都比较破碎,具有定向排列特征,测井上主要表现为高GR值(60~130 API),呈锯齿状。茅口组第一旋回高位域早期(SQ2-EHST)对应茅二下亚段,岩性主要为灰色、浅灰色亮晶生屑灰岩,局部见白云岩或白云质灰岩、灰质白云岩,生屑颗粒磨圆度相对较高、分选性较好,测井上主要表现为中—低GR值(10~45 API),呈弱锯齿状。茅口组第一旋回高位域晚期(SQ2-LHST)对应茅二上亚段—茅三段,岩性与茅二下亚段差别不大,但在下部多了一套硅质、泥质含量较高的岩层,且越靠近盆地东部,硅质、泥质含量越高,厚度也越大,对应地层演变为孤峰段^[27],测井上表现为中—高GR值(45~150 API),呈锯齿状;上部岩性以生屑灰岩为主,局部见白云岩,测井上表现为中低GR值(10~45 API),呈弱锯齿状。

茅口组第二个旋回(SQ3)大致对应茅四段,在四川盆地残缺不全,厚度差异较大。除川西南及川东部分地区外,多数地区的茅四段甚至部分茅三段在茅口末期长期暴露下被剥蚀。川西南地区SQ3沉积较为完整,厚度约为50~120 m,主要是因火山岩的覆盖导致该区域岩溶作用并不发育,地层免于风化剥蚀而最终得以保留。而川东地区茅四段保留的原因则不同,主要是该区茅口中晚期沉积相变为孤峰段硅质岩、泥质岩,导致沉积地貌逐渐演变为低部位,未发生大规模岩溶作用^[27]。

2 沉积演化特征

二叠纪栖霞—茅口期四川盆地气候温热、水体清洁、养分充足、盐度正常,适宜生物生长繁殖,已发现珊瑚、有孔虫、海百合、腕足和藻类等古生物,生物含量占比达30%~60%,以底栖生物发育为主,推测栖霞组—茅口组沉积期水体总体较浅,一般为5~25 m。

2.1 栖霞期(SQ1)

栖霞早期海侵域(SQ1-TST),岩石地层单元大致对应栖一段。研究表明,受加里东期川中古隆起

的影响,不但泥盆系—石炭系在四川盆地内大部分地区未发生沉积,而且栖霞期沉积古地貌也明显受到古隆起残余地貌影响。栖霞早期海侵域地层呈西薄东厚的趋势^[4],薄值区处于古隆起影响范围。海侵期水体略深,水动力相对较弱,总体属于开阔台地沉积环境,岩性主要为含泥质泥晶生屑灰岩。

栖霞中晚期高位域(SQ1-HST),岩石地层单元大致对应栖二段,是目前栖霞组天然气发现的重点层系。盆地内主要为半局限台地—开阔台地沉积环境(图2)。川西地区地处扬子板块被动大陆西缘,与广海相邻,发育比较宽缓的台缘高能滩,岩性以大量准同生期形成的滩相白云岩为主(图3-①)。盆地内部半局限台地东缘形成一系列台内高能浅滩(图3-②),白云岩普遍发育。相比川西台缘带而言,台内滩形成的白云岩单层厚度薄,总厚度一般不超过10 m,但勘探效果非常好,多口钻井测试天然气日产量超过百万方^[28]。

2.2 茅口早中期(SQ2)

茅口早期海侵域(SQ2-TST),岩石地层单元大致对应茅一段。四川盆地此时经历了一次大规模的海侵,水体相对较深,茅口组下部几乎在全盆范围内发育一套泥质含量很高的“眼球眼皮”泥灰岩^[25-26]。“眼皮”成分为富含泥质、有机质的生屑灰岩,反映水体相对较深。“眼球”成分主要为泥晶生屑灰岩,形成环境水体相对较浅,比较适合碳酸盐生产。“眼皮”与“眼球”常呈互层或透镜状接触关系,反映了沉积环境变化比较频繁。此外,川东地区“眼球眼皮”地层厚度更大,这也反映了茅口早期沉积仍然受到川中古隆起残余地貌影响,填平补齐作用明显。

茅口中晚期高位域早期(SQ2-EHST),岩石地层单元大致对应茅二下亚段。经历了海侵期的填平补齐后,高位域早期以正常的碳酸盐生产为主并达到鼎盛时期,合川—龙女寺地区继承了栖霞期的沉积地貌高带(图4a,图3-③),高能浅滩发育且白云石化作用强,近期已有多口钻井获得突破。此外,盆地东部宣汉—万州地区发育浅水孤立台地^[27](图4a,图3-④),面积约为6 500 km²。川东地区是石炭系天然气的主要勘探区,目前还未针对茅口组进行专层规模勘探,但据统计,该地区茅二下亚段中见各类油气显示超过200次,因此孤立台地之上的白

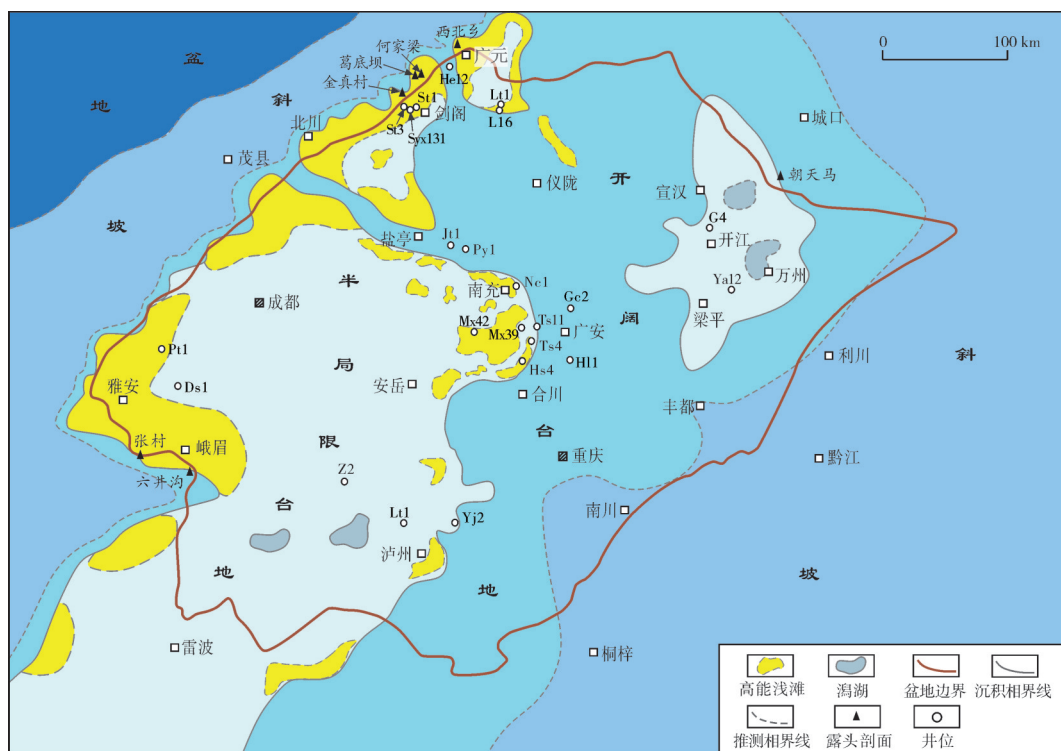


图2 四川盆地中二叠统SQ1-HST岩相古地理图

Fig. 2 Lithofacies paleogeography map of the Middle Permian SQ1-HST in the Sichuan Basin

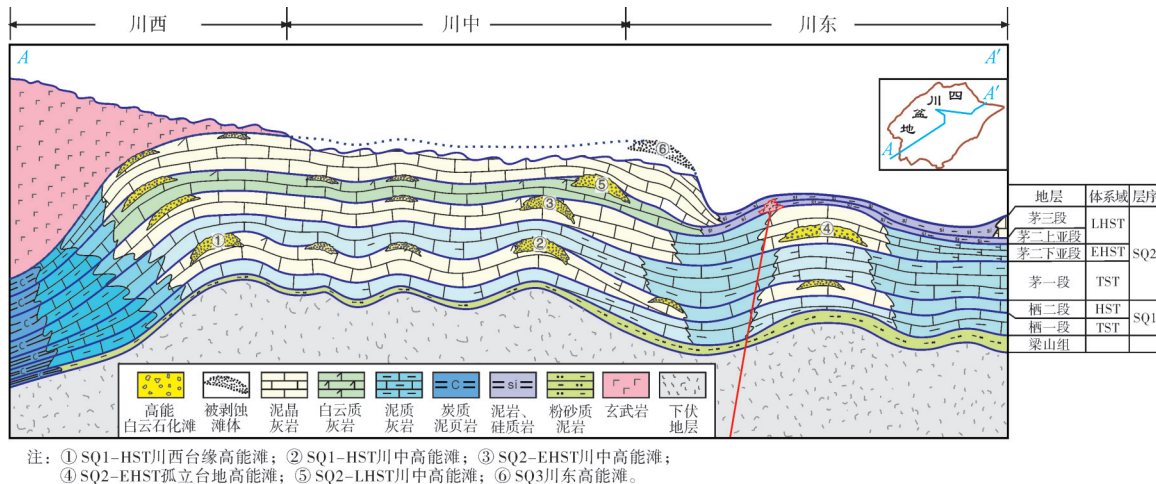


图3 四川盆地栖霞组—茅口组沉积演化模式

Fig. 3 Sedimentary evolution model of Qixia Formation-Maokou Formation in the Sichuan Basin

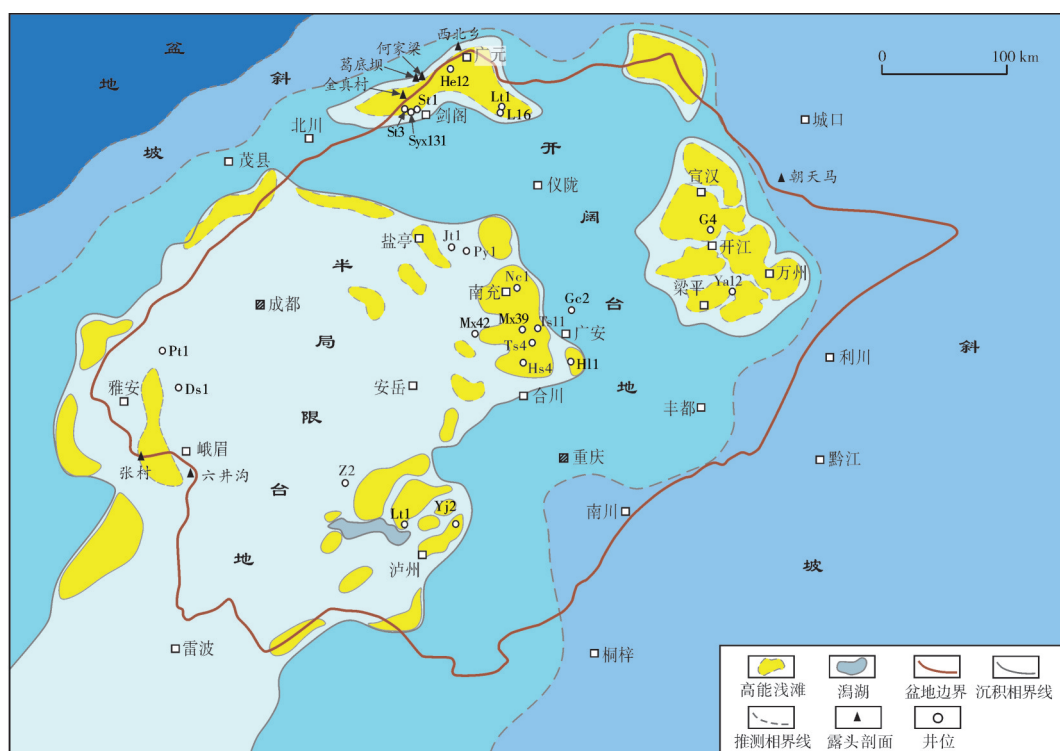
云石化浅滩是非常好的潜在勘探领域。

茅口中期高位域晚期(SQ2-LHST),岩石地层单元大致对应茅二上亚段—茅三段。该时期峨眉地裂运动已经拉开序幕,川东地区普遍出现硅质沉积,局部甚至出现火山岩(图4b),如Ya12井^[27],显然这些硅质岩、火山岩的出现与深部幔源物质上涌有关。该时期川东局部海水受到深部幔源物质溢出影响,正常碳酸盐工厂建造几乎停滞。而其他受

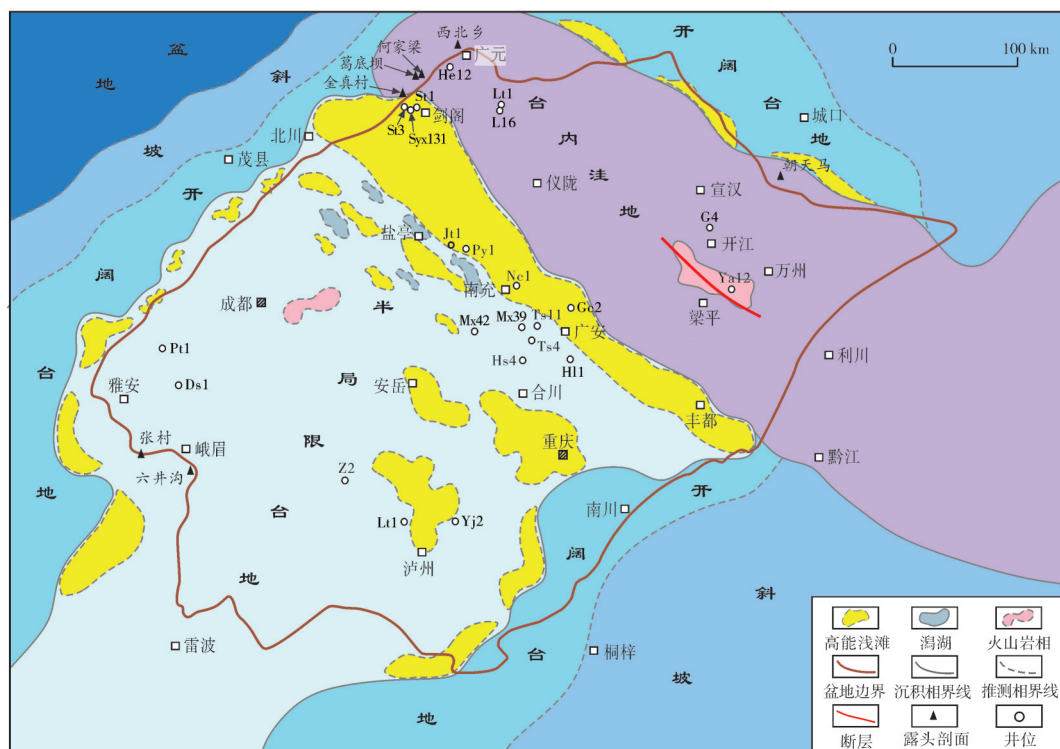
影响小的地区,碳酸盐仍正常发育。盆内盐亭北—广安地区形成一个厚度明显变化的台地边缘相带(图4b,图3—⑤),台缘带高能浅滩发育,向东则相变为深水区,这也成为开江—梁平海槽西侧最早期的雏形。

2.3 茅口晚期(SQ3)

茅口晚期延续了之前的沉积格局,该时期幔源物质溢出程度变弱,川东的硅质岩沉积中心明



(a) SQ2-EHST岩相古地理图



(b) SQ2-LHST岩相古地理图

图4 四川盆地中二叠统SQ2岩相古地理图

Fig. 4 Lithofacies paleogeography map of the Middle Permian SQ2 in the Sichuan Basin

显东移,碳酸盐向东进积,原来的盐亭北—广安台缘带向东迁移至剑阁—仪陇一带。SQ3地层经历

过大范围、长时期风化剥蚀而残缺不全,目前SQ3台缘带勘探效果并不理想,很可能与高部位台缘

高能浅滩遭受大量剥蚀有关(图3-⑥)。总体而言,盆地内广大地区茅口组晚期地层经历过剥蚀,岩相古地理恢复难度大,因此没有分体系域对其沉积演化进行系统分析。

3 主要储集岩类型及特征

3.1 孔隙-孔洞型白云岩

白云岩是栖霞组—茅口组最重要的储集岩之一。2014年之后栖霞组—茅口组屡获天然气勘探突破的地区,绝大多数是以白云岩或白云石化程度较高的灰质白云岩作为储集体,因此开展白云岩的主控因素及分布规律研究就变得尤为重要。栖霞组—茅口组白云岩的种类较多,按其特征可以分为3大类:晶粒白云岩(图5a—5d)、“豹斑”灰质白云岩(图5e)、“斑马纹”白云岩(图5f)。其中,晶粒白云岩

厚度大、分布广、物性好(表1),储集空间以孔(图5b)、洞(图5c)、缝(图5a)为主,是最值得关注的储集岩。

晶粒白云岩在镜下观察可见明显的晶体结构,呈自形、半自形或他形,晶体大小从粉晶至粗晶不等。经常可以看到雾心亮边结构,反映了白云石从交代原岩到自生胶结的形成过程。一般晶形较好的白云石附近往往储集空间更加发育,且阴极发光下常可见到菱形的橙色亮边,反映了埋藏环境下存在次生加大的晶形调整过程。此外,值得注意的是,栖霞组—茅口组晶粒白云岩往往可以看到生屑结构幻影^[1],仅少数成岩改造比较强烈的样品看不到原岩颗粒结构,这意味着白云岩的形成与高能生屑滩沉积环境是密不可分的。

同位素测年及地球化学分析表明^[1,4,8],栖霞组—茅口组白云岩主要形成于准同生期,受沉积相

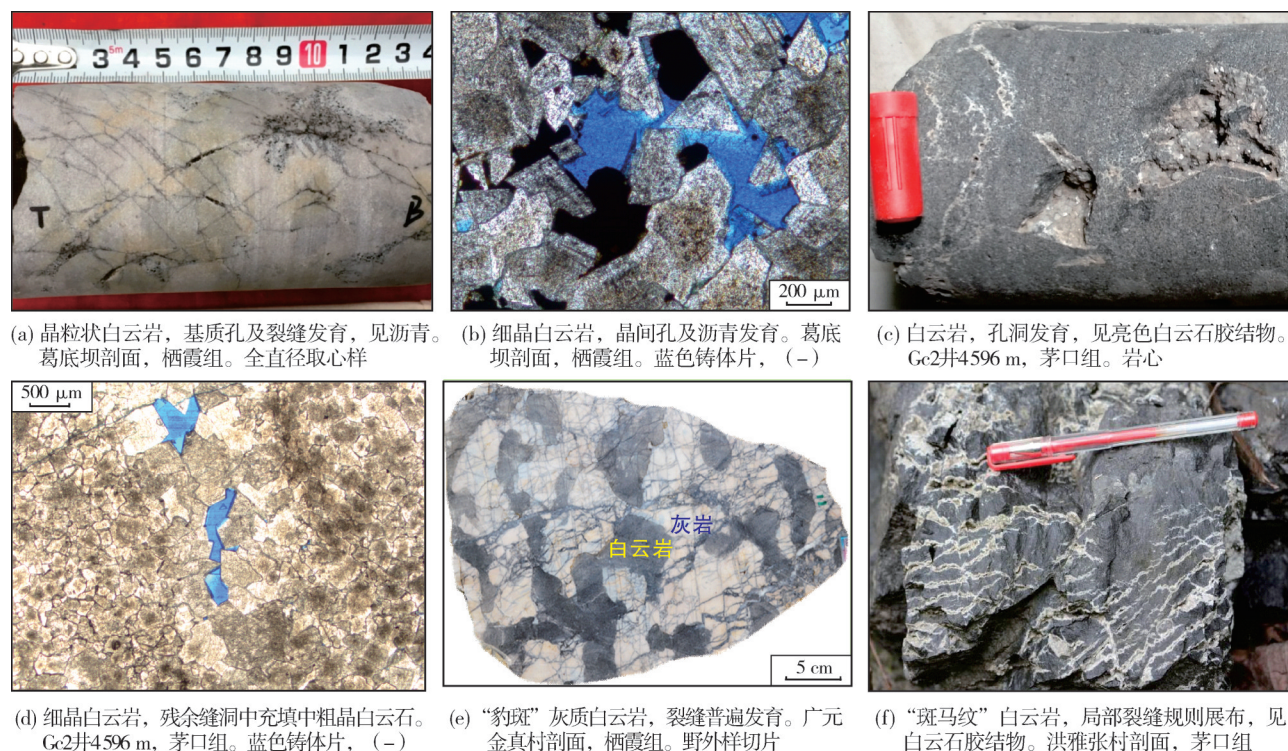


图5 四川盆地栖霞组—茅口组各类白云岩宏微观特征

Fig. 5 Macro and micro characteristics of various dolomites of Qixia Formation–Maokou Formation in the Sichuan Basin

表1 四川盆地栖霞组—茅口组不同储集岩的物性特征

Table1 Physical properties of different reservoir rocks of Qixia Formation–Maokou Formation in the Sichuan Basin

岩性	孔隙度/%			渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		
	样品数	范围值	平均值	样品数	范围值	平均值
晶粒白云岩	226	0.60~16.51	3.32	155	0.001~784.00	9.96
“豹斑”灰质白云岩	46	0.47~3.42	1.19	39	0.000 2~3.12	0.05
“斑马纹”白云岩	5	1.05~4.48	2.67	5	0.016~2.06	0.60

带控制明显。栖霞组白云岩厚度区分布在川西台缘带,其中川西北何家梁、葛底坝地区白云岩厚度可达60 m以上,雅安地区白云岩厚度可达30 m以上;薄值区主要位于南充—安岳一带,白云岩厚度约为8~10 m,局部可达15 m。总体而言,栖霞组白云岩的分布特征与前期认识相近^[4]。本文针对川中—川东北地区茅二上、下亚段分别绘制了白云岩厚度图(图6),川西南地区茅口组白云岩主要发育

在盆地外围,因资料点较少暂时没有考虑。茅二下亚段白云岩主要分布在3个地区(图6a):南充—合川地区白云岩厚度约为3~23 m,呈北西向展布;宣汉—万州地区白云岩厚度约为2~15 m,呈近南北向展布;剑阁北—广元地区白云岩厚度约为2~18 m,呈近东西向展布。茅二上亚段白云岩主要分布在剑阁西—广安—丰都一带,厚度约为3~28 m,呈北西向条带状展布(图6b)。

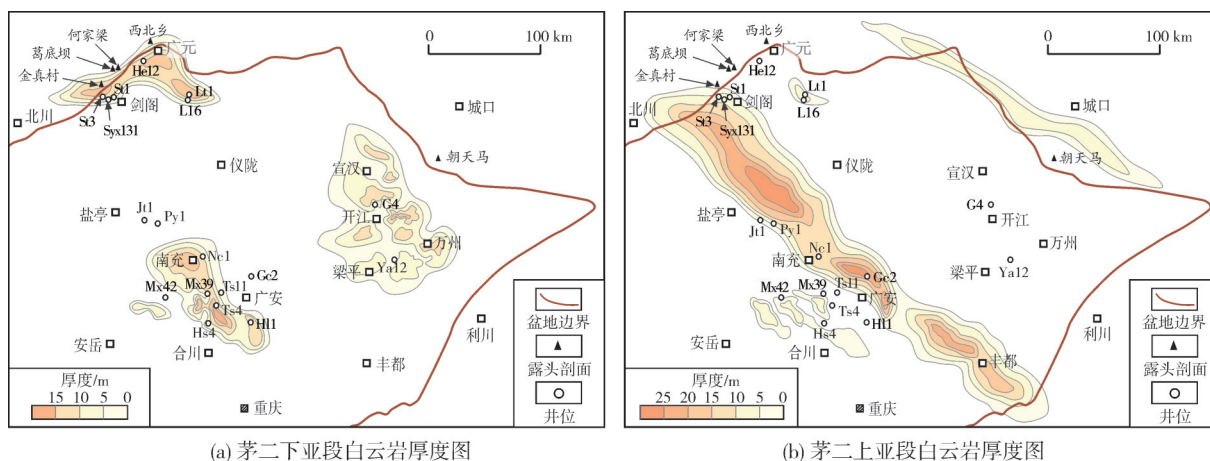


图6 川中—川东北地区茅口组白云岩厚度分布图

Fig. 6 Thickness contour maps of Maokou Formation dolomite in the central and northeastern Sichuan region

3.2 岩溶缝洞型灰岩

该类储层是茅口组早期勘探最重要的储层类型,主要发育在蜀南—川中地区茅口组中上部,岩性一般为灰色生屑灰岩、泥晶含生屑灰岩。无论何种类型灰岩,其基质孔隙度均不高,一般在1%左右,平均渗透率小于 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[17],原生的粒

间孔、粒内孔很少能保留下来,多被亮晶方解石充填。该类灰岩储层的储集空间主要为缝洞系统及角砾间残留孔洞(图7a,7b),是岩溶作用的产物。此类储层在成像测井上呈明显的亮色斑状特征(图7c),在常规测井响应上,自然伽马、电阻率的值较低,中子、声波时差的值较高,在测井资料齐全的情况下容易识别该类储层。

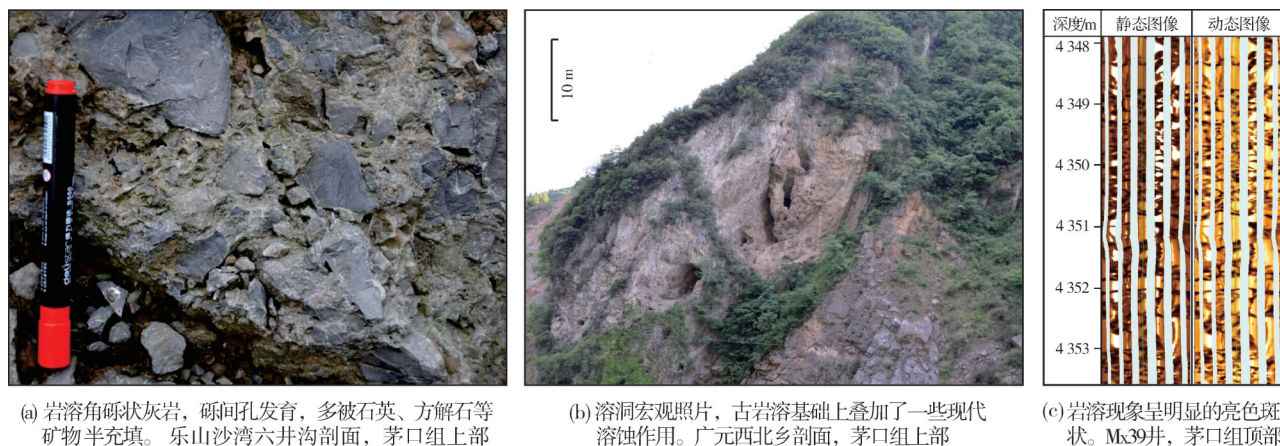


图7 四川盆地茅口组岩溶缝洞型灰岩储层特征

Fig. 7 Characteristics of karst fractured-vuggy limestone reservoir of Maokou Formation in the Sichuan Basin

3.3 微孔-微缝型泥灰岩

随着近年来非常规油气勘探的加速,茅口组下部“眼球眼皮”泥灰岩已经成为了一个重要的潜在勘探领域。“眼球眼皮”泥灰岩由“眼球”和“眼皮”两部分组成:“眼皮”是该类储层储集空间的主要贡献体,颜色相对较深,其主要成分是泥质、有机质生屑灰岩,生屑颗粒较细且呈定向排列特征

(图8a)。“眼球”颜色相对较浅,主要成分是比较常见的泥晶含生屑灰岩(图8b),岩性较致密、物性差,包含藻类、腹足、腕足及有孔虫等生物碎屑。“眼球”与“眼皮”互层呈现透镜状或串珠状^[26],“眼皮”常包绕“眼球”。储集空间主要为微孔-微缝,其中有机质中常见微米-纳米级收缩孔(图8c),而黏土矿物成岩演化过程中常形成微米级的收缩缝(图8d)。

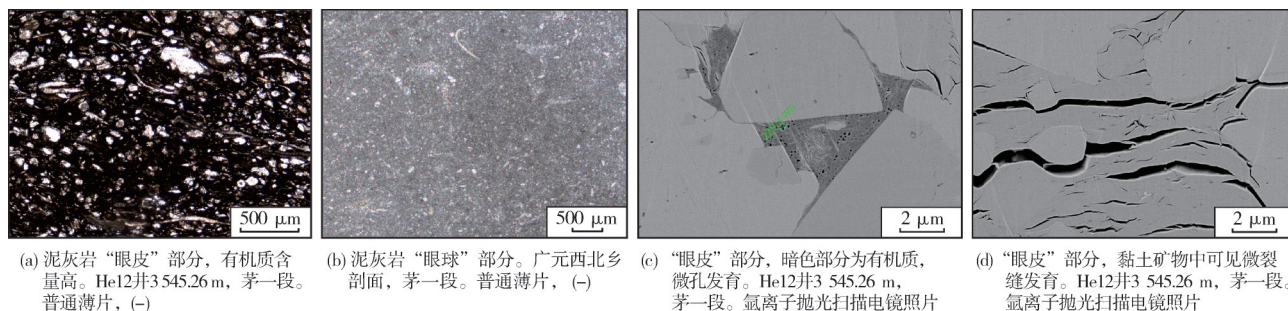


图8 四川盆地茅口组“眼球眼皮”泥灰岩微观特征

Fig. 8 Microscopic characteristics of “eyeball eyelid” marlite of Maokou Formation in the Sichuan Basin

4 勘探领域

基于上述沉积演化及主要储层分布特征,结合目前的勘探现状,四川盆地栖霞组—茅口组天然气勘探可分为现实领域与潜在领域两个层次(图9)。现实勘探领域是指已经有一定的勘探发现、甚至已经提交预测或探明储量的领域,是近期天然气增储上产的重点,主要包括川西栖霞二段台缘带白云岩高能滩,川中栖霞二段台内白云石化滩,川北—川中—川东茅二段白云石化滩带以及蜀南—川中茅口组岩溶缝洞群。潜在勘探领域是指近年来偶有突破的新领域,但在理论认识或实际勘探方面尚未取得重大进展,主要包括茅一段“眼球眼皮”非常规泥灰岩以及川东茅二下亚段孤立白云石化浅滩。

4.1 现实勘探领域

(1) 川西栖霞二段台缘带白云岩高能滩

川西栖霞二段台缘带沉积期西邻广海,主体沿广元—北川—雅安—峨眉一带大致呈右倾的“L”形(图9-I₁),跨越川西北及川西南地区,总面积约为 $2.2 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。川西北双鱼石地区以及川西南平落坝地区已经相继获得重大突破,其中双鱼石地区估算天然气地质储量可达 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[29]。储层岩性主要为浅灰色、褐灰色白云岩,灰质白云岩,可见明显的生屑

结构,单层厚度为5~20 m,累计厚度为15~30 m。烃源岩以寒武系筇竹寺组泥页岩为主,通源断裂发育,尤其在川西南地区上寒武统至石炭系几乎缺失,寒武系烃源岩直接与二叠系接触,源储配置关系良好。

(2) 川中栖霞二段台内坡折带白云石化滩

该领域主要发育在栖霞二期半局限台地东缘,主体沿南充—合川—安岳一带大致呈弧形展布(图9-I₂),主体位于川中地区,面积约为 $6\,000 \text{ km}^2$ 。磨溪、高石梯构造近年相继获得突破,数口井测试获得高产工业气流^[4]。储层岩性主要为浅灰色、灰色白云岩,灰质白云岩,白云质灰岩,生屑结构明显,与川西台缘带储层最大的区别是纯白云岩单层厚度薄,约为0.2~5 m,白云岩层数多但累计厚度不大,约为8~15 m,这可能与海平面高频变化旋回有关。因此,推断该领域测试获得高产与不完全白云石化的灰岩以及裂缝可能有一定关系。此外,与川西台缘带类似,川中栖霞二段主体位于筇竹寺组最优质烃源岩正上方,下寒武统巨大的生烃能力为该领域的成藏提供充足的气源条件。

(3) 川北—川中—川东茅二段白云石化滩带

该领域主要发育在茅二期半局限台地东缘,主体沿剑阁—南充—广安—丰都一带大致呈北西向条带状展布(图9-I₃),斜跨川北、川中、川东地区,

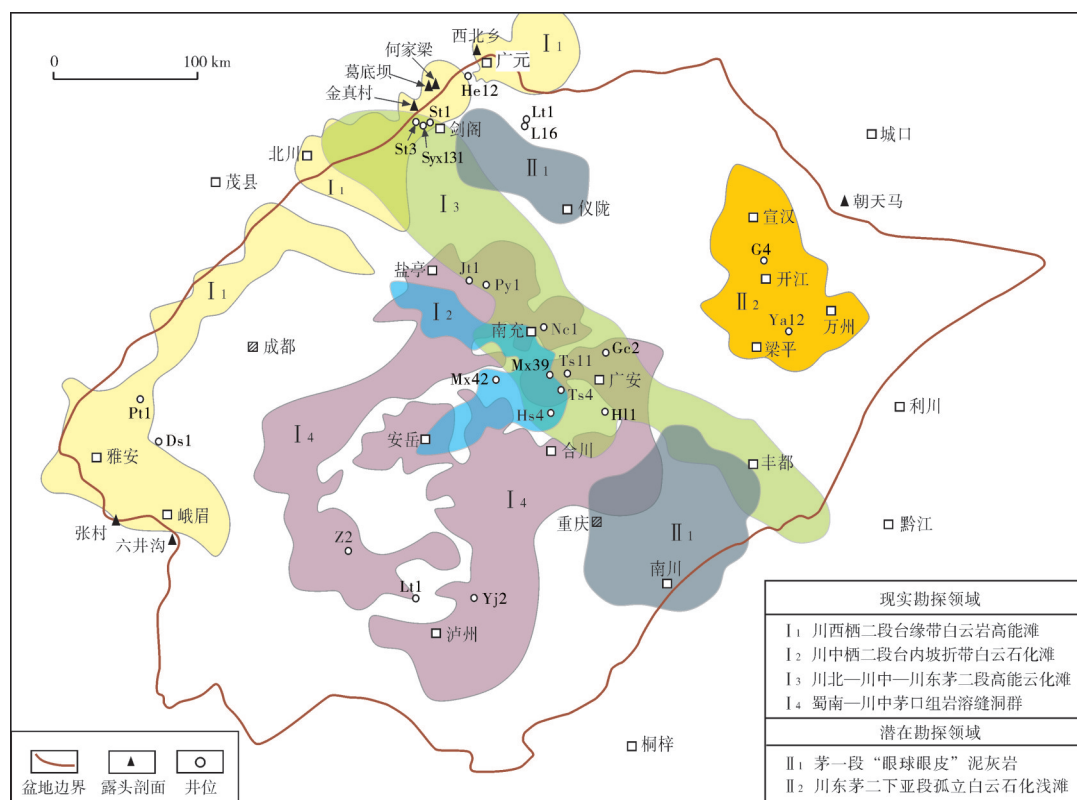


图9 四川盆地栖霞组—茅口组有利勘探领域分布图

Fig. 9 Distribution map of favorable exploration fields of Qixia Formation-Maokou Formation in the Sichuan Basin

面积约为 $2.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。该领域白云石化滩在茅二上、下亚段均有分布,其中茅二下亚段白云石化滩分布略有局限^[27],Hs4井、Ts4井、Ts11井、Mx39井等多口钻井钻遇高产工业气流,已提交探明储量。茅二上亚段白云石化滩分布于剑阁—广安—丰都地区,分布范围更广且呈条带状展布,Py1井、Nc1井、Jt1井等钻井已经相继获得高产工业气流^[3]。前文已述及,茅二晚期川东地区峨眉地裂早期的拉张作用导致幔源硅镁物质上涌,被幔源物质影响的地区碳酸盐生产速度减慢,主要沉积硅质岩,其与正常的碳酸盐台地之间存在一个厚度明显变化的坡折带。此勘探领域正位于坡折带以西的地貌高带,滩体白云石化作用更加强烈,储层岩性主要为深灰色白云岩、灰质白云岩,厚度大多在10~25 m之间,局部厚度可达30 m以上,孔隙、孔洞及裂缝均有发育。而坡折带以东则主要沉积硅质岩、硅质泥岩。该领域潜在的烃源岩有3套:北部烃源岩主要是寒武系筇竹寺组泥页岩,而南部烃源岩主要为奥陶系—志留系泥页岩以及茅一段“眼球眼皮”泥灰岩。该领域是目前茅口组天然气增储上产的最重要阵地之一。

(4) 蜀南—川中茅口组岩溶缝洞群

该领域主要分布在蜀南—川中地区茅口组岩溶斜坡以及岩溶残丘发育区^[30](图9-I₄),总面积可达 $4 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。储层岩性主要为浅灰色生屑灰岩以及白云质生屑灰岩,储集空间以缝洞为主,也有少量的基质孔存在,储层主要沿构造高部位分布。该领域自20世纪50年代以来一直是重点勘探方向,其中蜀南地区茅口组已经提交天然气探明储量 $880 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。近年来蜀南地区茅口组勘探已经突破了只能沿构造高部位部署的禁锢,Lt1井、Yj2井等钻井在向斜区也获得重要突破^[31],预示着勘探老区仍有一定的挖潜空间。

4.2 潜在勘探领域

(1) 茅一段“眼球眼皮”泥灰岩

该领域分布较广,主体在川北剑阁—仪陇以及川东南的重庆—南川—丰都地区^[25](图9-II₁),面积约为 $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。虽然已经有多口井获气,但仍存在很多难题。比如,“眼球眼皮”的非均质性较强,虽然局部累计厚度可达上百米,但作为优质储层的“眼皮”单层厚度约为0.02~1 m不等,且与“眼球”致

密层呈互层出现,甜点区难以准确预测。此外,该类储集岩中钙质、泥质、有机质含量均较高,其压裂、酸化工艺与碳酸盐岩、泥页岩均不同,需区别对待。另外,“眼皮”部分的TOC较高,实测可达2.5%以上,可作为优质烃源岩。总之,该领域是一个源储一体的非常规潜在勘探领域,仍需从储层主控因素及甜点区分布规律等方面深化研究。

(2)川东茅二下亚段孤立白云石化浅滩

该领域主要分布在川东的宣汉—万州地区(图9-II₂),面积约为6 500 km²,是茅口组下一个潜在的天然气勘探接替领域。主要有两套储层:茅二下亚段底部有一套分布稳定的白云岩,厚度为3~12 m,利用地震资料可以预测^[16];茅二下亚段中上部还存在一套孔隙型灰岩储层,厚度约为5~18 m,但分布并不稳定,地震预测难度大,而且沥青含量较高,储层物性略差^[27]。前已述及,在茅口期岩相古地理演化的过程中,由于后期川东地区有少量幔源物质涌出,导致沉积速率骤降,后期逐渐演化为台内洼地,主要沉积硅质岩,归属于孤峰段^[32-33]。该地区并未针对茅口组进行专层规模勘探。孤峰段硅质岩的下伏层系仍存在着碳酸盐岩勘探领域,且已有钻井获高产工业气流,如20世纪80年代的G4井,测试日产天然气117×10⁴ m³,之后投产22年累计获气2.7×10⁸ m³。该领域烃源岩主要为奥陶系—志留系泥页岩以及茅一段泥灰岩,茅口组顶部广泛发育的孤峰段硅质岩可以在成藏过程中作为区域盖层。

5 结 论

(1)四川盆地栖霞组—茅口组主要发育台地沉积体系,共划分为3个层序,以SQ1、SQ2为主体,SQ3(对应茅四段)因晚期剥蚀而仅在部分地区残存。近年来的勘探实践表明,除川西栖霞组台缘带之外,盆地内部在SQ1、SQ2的高位体系域发育的多个高能浅滩也是有利储集相带,总面积超过4×10⁴ km²。

(2)栖霞组—茅口组主要储层包括孔隙—孔洞型白云岩、岩溶缝洞型灰岩以及微孔—微缝型泥灰岩等3类,孔隙—孔洞型白云岩是近期勘探的主要储集岩类型,其中栖霞组白云岩主要分布在广元—北川—雅安—峨眉一带,茅口组白云岩主要分布在宣汉—万州、广元—剑阁地区以及剑阁—广安—丰都一带。

(3)基于目前的勘探现状和沉积演化及主要

储层分布特征,栖霞组—茅口组天然气勘探可以分为现实领域及潜在领域两个层次。现实领域主要包括川西栖霞二段台缘带白云岩高能滩,川中栖霞二段台内白云石化滩,川北—川中—川东茅二段白云石化滩带以及蜀南—川中茅口组岩溶缝洞群。潜在领域主要包括茅一段“眼球眼皮”泥灰岩以及川东茅二下亚段孤立白云石化浅滩。其中,川北—川中—川东茅二段白云石化滩带是目前中二叠统天然气增储上产最重要的现实勘探领域,需加快剑阁西—广安—丰都一带茅口组储层综合评价,进行天然气储量提交或升级。川东茅二下亚段孤立白云石化浅滩有望成为未来最重要的勘探领域之一,需深化研究并精细刻画宣汉—万州地区茅口组白云石化滩分布范围,力争早日实现规模突破,成为天然气勘探接替领域。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 陈宗清.四川盆地中二叠统茅口组天然气勘探[J].中国石油勘探,2007,12(5):1-11.
CHEN Zongqing. Exploration for natural gas in Middle Permian Maokou Formation of Sichuan Basin[J]. China petroleum exploration, 2007, 12(5): 1-11.
- [3] 沈平,张健,宋家荣,等.四川盆地中二叠统天然气勘探新突破的意义及有利勘探方向[J].天然气工业,2015,35(7):1-9.
SHEN Ping, ZHANG Jian, SONG Jiarong, et al. Significance of new breakthrough in and favorable targets of gas exploration in the Middle Permian system, Sichuan Basin[J]. Natural gas industry, 2015, 35(7): 1-9.
- [4] 郝毅,谷明峰,韦东晓,等.四川盆地二叠系栖霞组沉积特征及储层分布规律[J].海相油气地质,2020,25(3):193-201.
HAO Yi, GU Mingfeng, WEI Dongxiao, et al. Sedimentary characteristics and reservoir distribution of the Permian Qixia Formation in Sichuan Basin[J]. Marine origin petroleum geology, 2020, 25(3): 193-201.
- [5] 张本健,尹宏,李荣容,等.四川盆地西南部平探1井中二叠统栖霞组天然气勘探新突破及其意义[J].天然气工业,2020,40(7):34-41.
ZHANG Benjian, YIN Hong, LI Rongrong, et al. New break-

- through of natural gas exploration in the Qixia Formation of Middle Permian by Well Pingtan 1 in the southwestern Sichuan Basin and its implications[J]. *Natural gas industry*, 2020, 40(7): 34–41.
- [6] 杨雨, 谢继容, 赵路子, 等. 四川盆地茅口组滩相孔隙型白云岩储层天然气勘探的突破及启示: 以川中北部地区JT1井天然气立体勘探为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(2): 1–9.
YANG Yu, XIE Jirong, ZHAO Luzi, et al. Breakthrough of natural gas exploration in the shoal facies porous dolomite reservoir of Middle Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and its enlightenment: a case study of the tridimensional exploration of Well JT1 in the central-northern Sichuan [J]. *Natural gas industry*, 2021, 41(2): 1–9.
- [7] 张本健, 方进, 尹宏, 等. 高产水平井的突破与四川盆地深层常规气藏巨大的勘探开发潜力[J]. *天然气工业*, 2019, 39(12): 1–9.
ZHANG Benjian, FANG Jin, YIN Hong, et al. A breakthrough in high-yield horizontal gas wells and great exploration and development potential in deep conventional gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. *Natural gas industry*, 2019, 39(12): 1–9.
- [8] 印长海, 师江波, 郑剑锋, 等. 四川盆地合川—潼南地区茅二段滩相白云岩储层特征、主控因素及勘探意义[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(1): 1–10.
YIN Changhai, SHI Jiangbo, ZHENG Jianfeng, et al. Characteristics, controlling factors and exploration significance of shoal facies dolomite reservoirs in 2nd member of Maokou Formation in Hechuan-Tongnan area of Sichuan Basin [J]. *Petroleum geology & oilfield development in Daqing*, 2023, 42(1): 1–10.
- [9] 王佳蕊, 宋金民, 刘树根, 等. 川东地区茅口组一段微孔特征及其主控因素[J]. *非常规油气*, 2022, 9(3): 32–41.
WANG Jiarui, SONG Jinmin, LIU Shugen, et al. Micropore characteristics and main controlling factors of the Mao1 member of Maokou Formation in eastern Sichuan [J]. *Unconventional oil & gas*, 2022, 9(3): 32–41.
- [10] 四川油气区石油地质志编写组. 中国石油地质志 卷十 四川油气区[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.
Sichuan Oil and Gas Region Petroleum Geology Compilation Team. *Petroleum geology of China*, Vol. 10, Sichuan oil & gas field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [11] 四川省地质矿产局. 四川省区域地质志[M]. 北京: 地质出版社, 1991.
Sichuan Geology and Mineral Bureau. *Regional geology of Sichuan Province* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1991.
- [12] 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 Jingao, YAO Genshun, YANG Guang, et al. Lithofacies palaeogeography and favorable gas exploration zones of Qixia and Maokou Fms in the Sichuan Basin [J]. *Natural gas industry*, 2016, 36(4): 8–15.
- [13] 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 Jingao, 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.
- [14] 胡安平, 潘立银, 郝毅, 等. 四川盆地二叠统栖霞组、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, China [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2018, 23(2): 39–52.
- [15] 曹华, 陈延贵, 陈聪, 等. 四川盆地东北部茅口组岩溶储层控制因素[J]. *天然气勘探与开发*, 2022, 45(3): 1–10.
CAO Hua, CHEN Yangui, CHEN Cong, et al. Controlling factors of karst reservoir in Maokou Formation, northeastern Sichuan Basin [J]. *Natural gas exploration and development*, 2022, 45(3): 1–10.
- [16] 郝毅, 刘冉, 李成海, 等. 川东地区茅口组云化滩相储层特征及分布[J]. *天然气勘探与开发*, 2023, 46(4): 47–56.
HAO Yi, LIU Ran, LI Chenghai, et al. Characteristics and distribution of dolomitized shoal reservoirs in Maokou Formation, eastern Sichuan Basin [J]. *Natural gas exploration and development*, 2023, 46(4): 47–56.
- [17] 郝毅, 周进高, 倪超, 等. 川西北中二叠统茅口组储层特征及成因[J]. *四川地质学报*, 2014, 34(4): 501–504.
HAO Yi, ZHOU Jingao, NI Chao, et al. Characteristics and origin of reservoir of the Middle Permian Maokou Formation in northwest Sichuan [J]. *Acta geologica Sichuan*, 2014, 34(4): 501–504.
- [18] 郝毅, 周进高, 张建勇, 等. 川西北中二叠统栖霞组白云岩储层特征及控制因素[J]. *沉积与特提斯地质*, 2013, 33(1): 68–74.
HAO Yi, ZHOU Jingao, ZHANG Jianyong, et al. The dolostone reservoirs from the Middle Permian Qixia Formation in northwestern Sichuan Basin: characteristics and controlling factors [J]. *Sedimentary geology and Tethyan geology*, 2013, 33(1): 68–74.
- [19] 王良军, 李红, 曾韬, 等. 四川盆地东部茅口组白云岩成因: 来自岩石学、矿物学和地球化学的证据[J]. *古地理学报*, 2022, 24(5): 989–1016.
WANG Liangjun, LI Hong, ZENG Tao, et al. Origins of dolostones of the Maokou Formation in eastern Sichuan Basin: evidence from lithology, mineralogy, and geochemistry [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2022, 24(5): 989–1016.

- nal of palaeogeography, 2022, 24(5): 989–1016.
- [20] 李明隆, 谭秀成, 罗冰, 等. 四川盆地西北部中二叠统栖霞组相控早期高频暴露岩溶特征及启示[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(3): 66–82.
- LI Minglong, TAN Xiucheng, LUO Bing, et al. Characteristics of facies-controlled and early high-frequency exposed karstification in the Qixia Formation of Middle Permian in the northwest of Sichuan Basin and its significance[J]. China petroleum exploration, 2020, 25(3): 66–82.
- [21] 陈宗清. 论四川盆地中二叠统栖霞组天然气勘探[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(3): 325–334.
- CHEN Zongqing. Discussion on gas exploration of Middle Permian Qixia Formation, Sichuan Basin[J]. Natural gas geo-science, 2009, 20(3): 325–334.
- [22] 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.
- ZHANG Jian, ZHOU Gang, ZHANG Guangrong, et al. Geological characteristics and exploration orientation of Mid-Permian natural gas in the Sichuan Basin[J]. Natural gas industry, 2018, 38(1): 10–20.
- [23] 李维波, 李江海, 王洪浩, 等. 二叠纪古板块再造与岩相古地理特征分析[J]. 中国地质, 2015, 42(2): 685–694.
- LI Weibo, LI Jianghai, WANG Honghao, et al. Characteristics of the reconstruction of Permian paleoplate and lithofacies paleogeography [J]. Geology in China, 2015, 42(2): 685–694.
- [24] 罗志立. 峨眉地裂运动的厘定及其意义[J]. 四川地质学报, 1989(1): 1–17.
- LUO Zhili. Determination of the Emei taphrogenesis and its significance[J]. Acta geologica Sichuan, 1989(1): 1–17.
- [25] 江青春, 汪泽成, 苏旺, 等. 四川盆地中二叠统茅口组一段泥灰岩源内非常规天然气成藏条件及有利勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 82–97.
- JIANG Qingchun, WANG Zecheng, SU Wang, et al. Accumulation conditions and favorable exploration orientation of unconventional natural gas in the marl source rock of the first member of the Middle Permian Maokou Formation, Sichuan Basin[J]. China petroleum exploration, 2021, 26(6): 82–97.
- [26] 苏成鹏, 李蓉, 石国山, 等. 四川盆地及周缘中二叠统茅口组一段储集层特征及对油气勘探的启示[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1150–1161.
- SU Chengpeng, LI Rong, SHI Guoshan, et al. Reservoir characteristics of the first member of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin and its periphery and inspirations to petroleum exploration, SW China[J]. Petroleum exploration and development, 2021, 48(6): 1150–1161.
- [27] 易海永, 张本健, 谷明峰, 等. 四川盆地东部地区二叠系茅口组孤立浅滩的发现及天然气勘探潜力[J]. 天然气工业, 2024, 44(6): 1–11.
- YI Haiyong, ZHANG Benjian, GU Mingfeng, et al. Discovery of isolated shoals in the Permian Maokou Formation of eastern Sichuan Basin and their natural gas exploration potential [J]. Natural gas industry, 2024, 44(6): 1–11.
- [28] 何江, 连志华, 罗文军, 等. 台内滩型薄层状白云岩储集层特征及主控因素: 以四川盆地高石梯—磨溪地区中二叠统栖霞组为例[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 62–73.
- HE Jiang, LIAN Zhihua, LUO Wenjun, et al. Characteristics and main controlling factors of intra-platform shoal thin-layer dolomite reservoirs: a case study of Middle Permian Qixia Formation in Gaoshiti-Moxi area of Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum exploration and development, 2024, 51(1): 62–73.
- [29] 任利明, 张连进, 王俊杰, 等. 7000 m以深复杂断裂成组气藏开发早期评价技术: 以川西北双鱼石构造栖霞组气藏为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(7): 73–81.
- REN Liming, ZHANG Lianjin, WANG Junjie, et al. Early-stage development evaluation technology for complex fault group gas reservoirs below 7000 m: a case study of Qixia Formation gas reservoir in Shuangyushi structure of north-western Sichuan Basin[J]. Natural gas industry, 2021, 41(7): 73–81.
- [30] 张亚, 陈双玲, 张晓丽, 等. 四川盆地茅口组岩溶古地貌刻画及油气勘探意义[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(3): 44–55.
- ZHANG Ya, CHEN Shuangling, ZHANG Xiaoli, et al. Restoration of paleokarst geomorphology of Lower Permian Maokou Formation and its petroleum exploration implication in Sichuan Basin[J]. Lithologic reservoirs, 2020, 32(3): 44–55.
- [31] 肖笛, 黄天海, 张本健, 等. 四川盆地南部向斜区二叠系岩溶孔隙型石灰岩储层成因与天然气勘探新领域[J]. 天然气工业, 2024, 44(2): 52–67.
- XIAO Di, HUANG Tianhai, ZHANG Benjian, et al. Permian karst porous limestone reservoir in the syncline area of southern Sichuan Basin: origin and new field of natural gas exploration[J]. Natural gas industry, 2024, 44(2): 52–67.
- [32] 刘昇, 范存辉, 张本健, 等. 四川盆地东部中二叠统茅口组孤峰段展布特征及其油气地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 993–1008.
- LIU Sheng, FAN Cunhui, ZHANG Benjian, et al. Distribution characteristics of Gufeng Member of the Middle Permian Maokou Formation, eastern Sichuan Basin and its petrogeological significance [J]. Oil & gas geology, 2023, 44(4): 993–1008.
- [33] MURCHEY B L, JONES D L. A Mid-Permian chert event: widespread deposition of biogenic siliceous sediments in coastal, island arc and oceanic basins [J]. Palaeogeography, palaeoclimatology, palaeoecology, 1992, 96(1/2): 161–174.

Sedimentary and reservoir characteristics and exploration field of Qixia Formation–Maokou Formation in the Sichuan Basin

NI Chao¹, ZHANG Benjian², CHU Chunbo³, HAO Yi^{1,4}, GU Mingfeng¹,
PAN Liyin^{1,4}, LI Mengying¹, YAO Qianying¹, ZHU Kedan¹

1. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology; 2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company; 3. Exploration Division, PetroChina Daqing Oilfield Company Ltd; 4. Key Laboratory of Carbonate Reservoirs, CNPC

Abstract: The Permian Qixia and Moukou formations in Sichuan Basin have been the key targets for natural gas exploration since 1950s. With the continuous deepening of the exploration and development, it has been different of the exploration ideas and directions. In order to clarify the next direction of natural gas exploration, based on a combination of drilling, outcrop, logging, seismic and geochemical data, this paper systematically analyses the geological questions and explorational domains of Qixia and Moukou formations. The results indicate that: (1) The Qixia Formation–Maokou Formation in the Sichuan Basin is mainly a platform depositional system, which can be divided into three stratigraphic sequences (SQ1, SQ2, and SQ3 from bottom to top). In addition to the western Sichuan platform margin, the Qixia Formation–Maukou Formation in the central and eastern Sichuan Basin developed a number of high-energy shoals in the highstand system, encompassing an area of over 40,000 km². This has laid a solid foundation for the development of shoal reservoirs. (2) The primary reservoirs of the Qixia Formation–Maukou Formation are pore–cavity dolomite, karst fractured–vuggy limestone, and microporous–microfractured marlite of which, pore–cavity dolomite is the main reservoir of recently explored. The dolomite of the Qixia Formation is primarily developed in the Guanyuan–Beichuan–Ya’ an–E’ mei area in the west of the Sichuan Basin, while the main deposits of the Maokou Formation are distributed in Xuanhan–Wanzhou, Guanyuan–Jiange, and Jiange–Guangan–Fengdu area. Karst fractured–vuggy limestone reservoirs are mainly developed in the central Sichuan to southern Sichuan region. Microporous–microfractured marlite reservoirs are mainly distributed in local areas of northern and eastern Sichuan, and the research level is relatively low. (3) Four realistic fields and two potential fields can be distinguished in the Qixia–Maokou formations natural gas exploration in the Sichuan Basin. The dolomitized shoal zone of the Maokou Member 2 in the northern–central–eastern Sichuan Basin is the most significant realistic exploration field for the Middle Permian natural gas storage and production. We need to accelerate the comprehensive evaluation of reservoirs and submit or upgrade natural gas reserves. The isolated dolomitized shoal in the lower sub–member of the Maokou Member 2 in the eastern Sichuan Basin is anticipated to be one of the most significant potential exploration field in the future. We need to deepen the research and finely characterize the distribution range of reservoirs, striving to achieve a breakthrough in this field as soon as possible and promote it becoming a replacement field for natural gas exploration.

Key words: lithofacies paleogeography; reservoir type; reservoir characteristics; exploration field; Qixia Formation; Maokou Formation; Sichuan Basin

NI Chao, First author: MSc, Senior Engineer, mainly engaged in comprehensive research on oil and gas geology. Add: No. 920 Xixi Rd., Hangzhou, Zhejiang 310023, China. E-mail: nic_hz@petrochina.com.cn

HAO Yi, Corresponding author: MSc, Senior Engineer, mainly engaged in sedimentology and reservoir geology of carbonate rock. Add: No. 920 Xixi Rd., Hangzhou, Zhejiang 310023, China. E-mail: haoy_hz@petrochina.com.cn