

四川盆地中二叠统地质特征独特性和油气勘探关键地质问题

刘树根^{1,2}, 宋金民¹, 罗平^{1,3}, 孙玮¹, 金鑫¹, 朱华^{1,4}, 邓宾¹, 田小彬^{1,5}, 李智武¹, 叶玥豪¹,
杨迪¹, 吴娟¹, 廖芸¹, 郭嘉欣¹, 张钊益¹, 张祖兵¹, 杨绍海¹

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 西华大学, 四川 成都 610039; 3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院, 四川 成都 610041; 5. 中国石油大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712)

摘要:四川盆地中二叠统栖霞组和茅口组是当前海相碳酸盐岩油气勘探的热点层系,也是未来天然气增储上产的重要领域。研究表明,中二叠统具有3项独特地质特征:①处于微拉张-弱拉张构造环境,在峨眉地幔柱和勉略洋俯冲联合作用下,形成了北西向的南江-通江凹陷和广元-长寿凹陷;②主要为凉水沉积环境,以灰泥基质支撑和异养型生物繁盛为特征,缺乏非骨架颗粒沉积,早期胶结作用微弱;③为含海泡石层系,地层中海泡石-滑石黏土矿物广泛发育,显著提升了烃源岩与储层质量。基于上述独特性,中二叠统油气勘探主要面临3个关键地质问题:①主力烃源岩和优质输导体系问题。在多源供烃背景下,高演化海相油气源示踪困难,走滑断裂输导体系的有效性尚未厘清,制约了远源成藏规律的把握。②优质储层类型、成因和分布问题。在凉水沉积条件下,白云石化流体来源与期次不明,灰岩基质孔隙保存机制及非常规储层孔缝形成的主控因素有待揭示。③气藏类型、特征和成藏过程问题。构造-岩性复合圈闭中储层、断裂与盖层的时-空匹配关系复杂,不同气藏类型的成藏动态过程与富集规律差异显著。针对上述问题的深化研究,将为中二叠统油气勘探向纵深拓展提供重要地质依据。

关键词: 烃源岩; 储层成因; 断裂输导体系; 成藏过程; 油气勘探; 中二叠统; 四川盆地

中图分类号: TE132

文献标识码: A

Unique geological features of the Middle Permian in the Sichuan Basin and key geological issues for its hydrocarbon exploration

LIU Shugen^{1,2}, SONG Jinmin¹, LUO Ping^{1,3}, SUN Wei¹, JIN Xin¹, ZHU Hua^{1,4}, DENG Bin¹, TIAN Xiaobin^{1,5}, LI Zhiwu¹,
YE Yuehao¹, YANG Di¹, WU Juan¹, LIAO Yun¹, GUO Jiaxin¹, ZHANG Zhaoyi¹, ZHANG Zubing¹, YANG Shaohai¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. Xihua University, Chengdu, Sichuan 610039, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 4. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610041, China; 5. Exploration and Development Research Institute, CNPC Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing, Heilongjiang 163712)

Abstract: The Middle Permian Qixia and Maokou Formations in the Sichuan Basin represent current hotspots for marine carbonate hydrocarbon exploration and constitute critical domains for future natural gas reserve and production growth. As indicated by the research results, the Middle Permian exhibits three unique geological features: (1) it develops in a micro-weakly extensional tectonic settings, where the NW-trending Nanjiang-Tongjiang and Guangyuan-Changshou sags formed under the combined influences of the Emeishan mantle plume and the Mianlue Ocean subduction; (2) it represents a cool-water deposition environment characterized by lime mud matrix supporting and proliferation of heterotrophic organisms, an absence of non-skeletal grain deposits, and weak early cementation; (3) it is a sepiolite-containing succession, in which sepiolite-talc clay minerals are widely developed, significantly improving the quality of

收稿日期: 2026-04-22; 修回日期: 2026-09-29。

第一作者简介: 刘树根(1964—), 男, 教授、博士研究生导师, 石油地质学。E-mail: lsg@cdut.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金企业创新发展联合基金集成项目(U24B6001); 国家自然科学基金面上项目(42572132)。

both source rocks and reservoir rocks. Based on these unique attributes, hydrocarbon exploration in the Middle Permian is confronted with three key geological issues. The first concern is the identification of main source rocks and effective hydrocarbon migration systems; under conditions of multi-source hydrocarbon supply, tracing highly mature marine hydrocarbon sources remains challenging, and the effectiveness of strike-slip fault-controlled migration systems has yet to be clarified, restricting the understanding of hydrocarbon accumulation patterns associated with long-distance migration. The second concern is the types, genesis, and distribution of high-quality reservoirs; under cool-water depositional conditions, the sources and stages of dolomitization fluids remain unclear, and the preservation mechanisms of matrix porosity in limestones and the main factors controlling pore-fracture development in unconventional reservoirs require further investigation. The third concern is gas accumulation types, characteristics, and accumulation processes; in structural-lithologic composite traps, the temporal-spatial matching relationships among reservoirs, faults, and seals are highly complicated, and significant differences exist in the dynamic accumulation processes and enrichment patterns of various gas pools. Further investigation of these issues will provide an important geological basis for advancing hydrocarbon exploration in the Middle Permian.

Key words: source rock, reservoir genesis, fault conduit system, hydrocarbon accumulation process, hydrocarbon exploration, Middle Permian, Sichuan Basin

引用格式: 刘树根, 宋金民, 罗平等. 四川盆地中二叠统地质特征独特性和油气勘探关键地质问题[J]. 石油与天然气地质, DOI: 10. 11743/oggXXXXXX01.

LIU Shugen, SONG Jinmin, LUO Ping, et al. Unique geological features of the Middle Permian in the Sichuan Basin and key geological issues for its hydrocarbon exploration[J]. Oil & Gas Geology, DOI: 10. 11743/oggXXXXXX01.

中二叠统栖霞组和茅口组是四川盆地海相碳酸盐岩重要的油气勘探层系,也是将来增储上产的现实领域之一。历经70余载的勘探,中二叠统先后经历了蜀南地区岩溶裂缝型储层、川中—川北地区孔隙型白云岩储层、川中—川南地区孔隙型灰岩储层和川东南地区茅(茅口组)一段非常规储层等4个勘探阶段^[1-3]。截止目前,四川盆地中二叠统常规气资源量 $5.46 \times 10^{12} \text{ m}^3$,茅一段海相致密气资源量 $1.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$,茅口组页岩气资源量 $0.86 \times 10^{12} \text{ m}^3$,合计资源量 $8.13 \times 10^{12} \text{ m}^3$,探明地质储量 $3\,653 \times 10^8 \text{ m}^3$,资源探明率仅为5%,勘探潜力大^[4-5]。

根据岩性和电性特征,栖霞组自下而上可划分为栖霞(栖霞组)一段和栖霞二段。栖霞一段主要发育深灰色泥晶灰岩夹极薄层泥质灰岩和硅质岩;栖霞二段主要发育灰色泥晶生屑灰岩、灰色亮晶生屑灰岩、晶粒白云岩、豹斑白云岩和斑马纹状白云岩。

茅口组可划分为4段,自下而上依次为茅一段、茅二段、茅三段和茅四段。其中,茅二段可细分为茅二下亚段和茅二上亚段。川北地区从茅二上亚段开始出现显著分异,以硅质泥页岩为主,即孤峰段,与碳酸盐岩台地属于同期异相^[3]。茅一段主要发育泥岩—泥质灰岩—灰岩的韵律层,见“眼皮—眼球”状构造^[6-7],自下而上分为茅—¹亚段($P_2m^{1(1)}$)、茅—²亚段($P_2m^{1(2)}$)、茅—³亚段($P_2m^{1(3)}$)和茅—⁴亚段($P_2m^{1(4)}$)共4个亚段。其中,

茅—¹亚段主要发育深灰色泥岩、泥质灰岩、泥晶生屑灰岩与硅质岩,夹少量泥晶灰岩;茅—²亚段主要发育深灰色似瘤状灰岩和泥晶生屑灰岩;茅—³亚段主要发育深灰色泥岩、泥晶生屑灰岩和泥质灰岩,夹薄层硅质岩和页岩;茅—⁴亚段主要发育泥晶生屑灰岩和泥晶灰岩。茅二段可划分为茅二下亚段和茅二上亚段两个亚段:茅二下亚段主要发育灰色、浅灰色亮晶生屑灰岩,局部见白云岩、白云质灰岩和灰质白云岩;茅二上亚段主要发育泥晶生屑灰岩和泥质灰岩,川中、川东和川西北地区发育中—厚层块状白云岩。茅三段主要发育灰白色块状灰岩,局部见薄层白云岩。茅四段主要发育泥晶灰岩夹生屑灰岩。茅口组沉积后受东吴运动影响,顶部遭受剥蚀,大部分地区的茅三段和茅四段被剥蚀,仅在川西南和川东部分地区有残留^[8]。

对四川盆地中二叠统构造—沉积格局的认识,可以划分为3个阶段:①20世纪50年代—21世纪初,普遍认为中二叠统是“台地一块”,沉积格局主要受沉积前的云南运动与沉积后东吴运动的影响,内部没有发生构造—沉积分异,该阶段勘探工作集中于蜀南地区岩溶裂缝型储层^[9];②21世纪初—2015年,随着峨眉山大火成岩省研究兴起,有学者提出峨眉山大火成岩省的隆起与喷发可能导致中二叠统内部发生较弱的构造—沉积分异,勘探范围随之扩大,开始逐步关注受热液作用影响的孔隙型白云岩储层^[10];③2015年至今,

基于新的地质资料与钻井成果,研究认为在勉略洋伸展背景与峨眉地幔柱活动的共同影响下,中二叠统内部(尤其是茅口组沉积晚期)发生了显著的构造-沉积分异,岩相古地理格局演变为“多台地、多凹陷(裂隙)”并存^[2,11],勘探方向转变为寻找大型台缘带的白云岩储层和孔隙型灰岩储层,以及凹陷(裂隙)内的非常规储层。

本文利用最新的油气勘探成果和资料,分析四川盆地中二叠统地质特征的独特性及其带来的挑战,梳理油气地质条件和成藏特征,揭示油气勘探的关键地质问题,供学术界和勘探界参考。

1 中二叠统油气勘探概况

四川盆地中二叠统油气勘探始于20世纪50年代(图1),主要集中在以下4个方面。

1.1 风化壳岩溶缝洞型灰岩储层油气勘探

20世纪50年代,蜀南地区圣灯山构造L10井首次

在中二叠统中获得日产 $16.30 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产气流,拉开了其油气勘探开发序幕^[12]。1960年,Z1井在自流井构造高部位钻遇茅二段风化壳岩溶缝洞型灰岩储层^[9,13],获得日产 $17.58 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产气流,由此开启了川南地区缝洞型气藏的规模发现期,相继探明圣灯山、阳高寺等气藏^[9]。然而,蜀南地区茅口组缝洞型灰岩储层受控于东吴期表生岩溶作用叠加深埋溶蚀作用^[8,14],气藏被断裂系统控制,导致规模差异显著、空间分布离散^[15]。截止2021年,蜀南地区茅口组共发现325个岩溶缝洞型灰岩储层,累计天然气探明储量 $792 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计产气 $560 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[16]。

1.2 孔隙型白云岩储层油气勘探

20世纪70年代,龙女寺构造NJ井在栖霞组首次钻遇孔隙型白云岩储层,测试日产气 $4.56 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。1978年,NS1井同样钻遇孔隙型白云岩储层,测试日产气 $4.63 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。然而,受限于保存条件及地质认识不足,后续勘探长期停滞。1991年ZG1井栖霞组产淡水,2012年GT2井栖霞组虽发现高孔隙度(6.30%)白

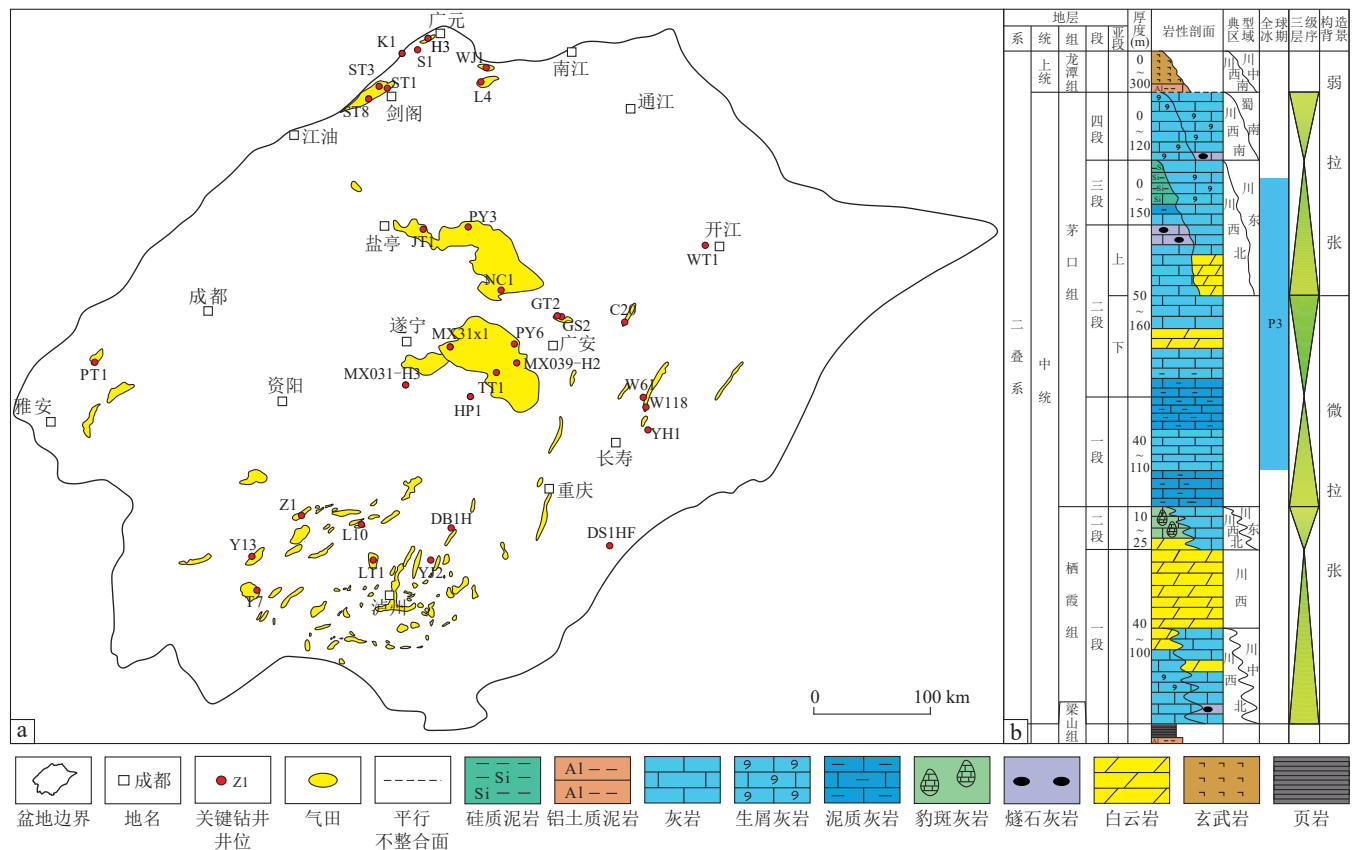


图1 四川盆地中二叠统勘探成果(a)和综合柱状图(b)

Fig. 1 Exploration results map (a) and composite stratigraphic column (b) of the Middle Permian in the Sichuan Basin

P3. 二叠纪第三冰期

(图b中波浪线表示地区分割线。)

云岩却因测井解释为水层而未试油^[16-17]。2003年川西北地区矿山梁构造K2井在栖霞二段揭露厚度达42 m的白云岩储层,平均孔隙度达3.23%^[16]。2012年ST1井栖霞组孔隙型白云岩储层测试日产气 $87.60 \times 10^4 \text{ m}^3$,后续ST3井和ST8井栖霞组等也取得突破,双鱼石地区栖霞组天然气探明储量 $480 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[17]。2020年以来,川西南地区PT1井和高磨地区MX31x1井栖霞组的勘探取得突破,分别测试日产气 $66.86 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $70.87 \times 10^4 \text{ m}^3$,进一步证实了栖霞组滩相白云岩储层的规模效应^[18]。

2018年以来,在相控型储层认识指导下,茅口组裂缝-孔洞型和孔隙型白云岩储层勘探也取得系列突破^[14-15, 19]。ST1井在豹斑灰岩段测试日产气 $126.77 \times 10^4 \text{ m}^3$;NC1井白云岩段测试日产气 $44.74 \times 10^4 \text{ m}^3$;JT1井块状白云岩储层(厚度为15 m)测试日产气 $112.80 \times 10^4 \text{ m}^3$,显示出兼具岩溶改造与原生孔隙双重特征^[16]。茅口组钻获多口测试日产超百万方气井。其中,PY6井测试日产气 $240.00 \times 10^4 \text{ m}^3$,PY3井测试日产气 $213.15 \times 10^4 \text{ m}^3$,MX039-H2井测试日产气 $166.66 \times 10^4 \text{ m}^3$,揭示出孔隙型白云岩储层巨大的勘探潜力^[20]。截止2025年,西南油气田分公司提交茅口组探明储量 $1\,987 \times 10^8 \text{ m}^3$ (龙女寺地区茅二下亚段为 $467 \times 10^8 \text{ m}^3$,蓬莱地区茅二上亚段为 $1\,520 \times 10^8 \text{ m}^3$),大庆川渝探区提交茅口组探明储量 $2\,132 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

1.3 孔隙型灰岩储层油气勘探

2020年以来,按照“走出构造找岩溶”的勘探思路,对蜀南地区茅口组孔隙型颗粒灰岩储集层展开勘探并取得重大突破^[11]。YJ2井茅二段钻遇一套厚度约为29.0 m的灰岩岩溶储层,测试日产气 $58.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。随后,LT1井茅二段也钻揭了厚度达28.4 m的孔隙型灰岩储层,测试日产气 $20.86 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[21]。

1.4 非常规储层油气勘探

四川盆地茅一段发育一套泥岩-泥质灰岩-灰岩韵律层,厚度介于20~45 m,总有机碳含量(TOC)较高,介于0.37%~2.66%,一直被视作烃源岩,勘探程度和认识程度较低^[22-23]。2020年以来,茅一段内矿物粒缘缝、有机质孔、黏土矿物收缩孔缝和溶蚀孔等非常规孔隙受到重视,“源-储一体型”泥质灰岩储层不断取得勘探突破,实现了从常规向非常规、从“源外”向“源内”的转变^[5]。截止2024年底,已有超过20口井获得工业气流^[24-25]。川东南地区XT1井、YH1井、JS1井、DS1HF井、W118井、W61井和X3井等测试日产气量介

于 $(1.67 \sim 23.15) \times 10^4 \text{ m}^3$;川南地区DB1H井、F35井、T7井和Y13井等测试日产气量介于 $(1.65 \sim 55.60) \times 10^4 \text{ m}^3$;川中地区TT1井、GC2井和NS5井等测试日产气量介于 $(0.17 \sim 30.01) \times 10^4 \text{ m}^3$;川北地区WJ1井测试日产气 $2.28 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[25]。目前,茅一段估算资源量可达 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[25]。

因此,四川盆地中二叠统油气勘探已从单一常规储层(缝洞型灰岩、孔隙型白云岩和孔隙型灰岩)向常规-非常规储层转变,形成以茅口组风化壳岩溶缝洞储层、孔隙型白云岩、孔隙型灰岩储层与茅一段泥质灰岩非常规储层为核心的全油气系统勘探^[26-27]。纵向上,实现了栖霞组(孔隙型白云岩)-茅一段(非常规储层)-茅二段(孔隙型灰岩-白云岩储层)-茅三段(岩溶缝洞储层)多层系立体勘探;平面上,由蜀南地区拓展至川西北(双鱼石)、川中(高石梯、磨溪、龙女寺、合川—潼南和八角场—南充)、川东北(元坝)和川东(焦石坝和泰来)等地区,形成“多层系突破、全盆地开花”的局面,展现了全域勘探的巨大潜力。

2 中二叠统地质特征的独特性

四川盆地中二叠统是油气勘探与地质研究中的古老层位。本研究揭示出该层系若干与前人认识不同的独特地质特征。

2.1 处于微拉张-弱拉张构造环境

四川盆地海相碳酸盐岩自震旦系开始经历了两个较完整的弱拉张-弱挤压旋回^[28]。中二叠统处于峨眉地裂运动期间,为第二个旋回的弱拉张阶段^[28-29]。该时期上扬子板块处于低纬度区,东西分割古特提斯洋和泛大洋,北缘与秦岭地块之间为勉略洋,南缘与印支-羌塘地块之间为昌宁-孟连主洋和金沙江-哀牢山分支洋,整体处于被动大陆边缘构造环境,板块内伸展作用明显^[2]。

峨眉地裂运动是上扬子板块在晚古生代-早中生代一次大范围的拉张运动,峨眉地幔柱为火成岩省大规模喷发之前的穹状隆升阶段^[30]。研究表明,其起始喷发时间应早于茅口组沉积晚期,乌蒙山玄武岩锆石的加权平均年龄为 $(273.100 \pm 3.400) \text{ Ma}$,下扬子平顶山地区中二叠统下部火山灰锆石铀(U)-铅(Pb)同位素年龄范围介于 $(272.950 \pm 0.110) \text{ Ma} \sim (271.040 \pm 0.097) \text{ Ma}$,据此推测峨眉地幔柱应于空谷期(栖霞期)开始活动^[31-32]。四川盆地中二叠统受周缘大洋俯冲和峨眉地幔柱隆升的影响,栖霞组-茅二下亚段沉积期的南江-通江凹陷和广元-长寿凹陷及茅二上亚段一

茅四段沉积期的广元-旺苍海槽均揭示出上扬子克拉通的微拉张-弱拉张状态^[2, 28, 33-34](表1)。

中二叠统整体为微拉张-弱拉张背景,拉张强度不同,凹陷范围和形态随之变化(图2)。栖霞组沉积期,四川盆地整体为西南高、东北低的碳酸盐缓坡。在勉略洋俯冲和峨眉地幔柱隆升的共同作用下,北西向

的断裂也发生微弱活动,形成南江-通江凹陷、剑阁-苍溪-蓬溪凹陷和广安-长寿凹陷等克拉通内凹陷,划分为南江-通江凹陷和广元-长寿凹陷两个主要凹陷,均呈北西-南东向展布。南江-通江凹陷面积约为 $0.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,海泡石层系厚度介于 $10 \sim 30 \text{ m}$;广元-长寿凹陷面积约为 $1.3 \times 10^4 \text{ km}^2$,海泡石层系厚度介

表1 四川盆地中二叠统微拉张和弱拉张特征对比

Table 1 Comparison of micro-extension and weak-extension characteristics in the Middle Permian, Sichuan Basin

时间	拉张强度	发育的拉张槽或凹陷	走向	面积(盆地内部)/(10 ⁴ km ²)	相对深水沉积厚度/m
长兴组沉积期	弱拉张	开江-梁平海槽	北西向	1.90	10~50(硅质岩与硅质页岩累计厚度)
		蓬溪-武胜台凹	北西向	1.50	<100(地层厚度)
吴家坪组沉积期		开江-梁平海槽	北西向	2.25	20~60(优质页岩累计厚度)
茅口组沉积晚期		广元-旺苍海槽	北西向	3.89	10~40(硅质岩与硅质页岩累计厚度)
茅口组沉积早期	微拉张	南江-通江凹陷	北西向	1.75	10~50(含海泡石层系累计厚度)
		广元-长寿凹陷	北西向	3.23	10~60(含海泡石层系累计厚度)
栖霞组沉积期		南江-通江凹陷	北西向	0.50	10~30(含海泡石层系累计厚度)
		广元-长寿凹陷	北西向	1.30	10~20(含海泡石层系累计厚度)

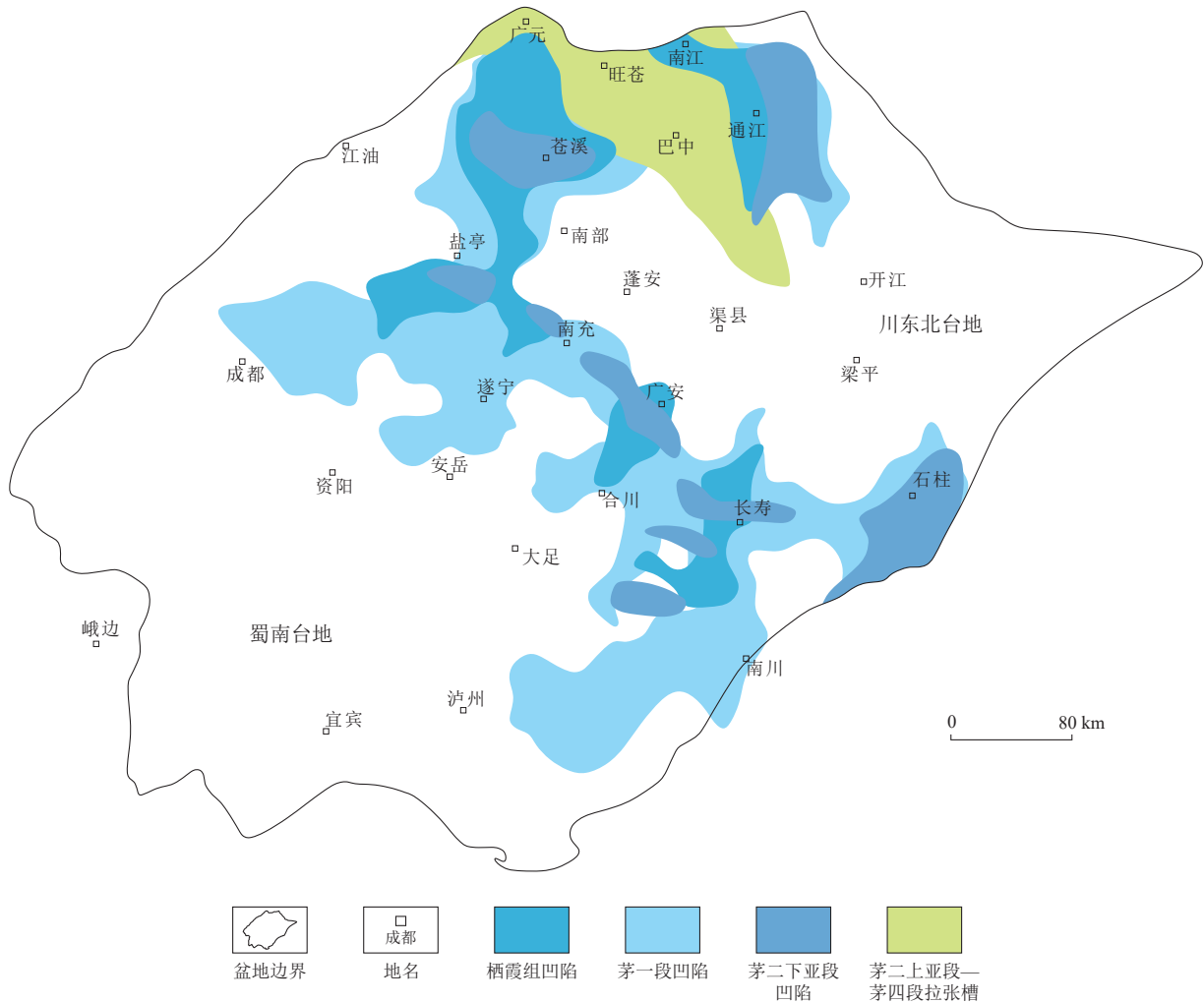


图2 四川盆地中二叠世拉张槽(凹陷)特征对比

Fig. 2 Comparison of characteristics of the Middle Permian extensional troughs (sags) in the Sichuan Basin

于10~20 m。茅一段沉积期,大规模海侵,北西向断裂活动加剧,北西-南东向凹陷位于南江—通江和广元—蓬溪—长寿一带,凹陷面积扩大,表现为中间窄两端宽的喇叭状,总面积约为 $4.98 \times 10^4 \text{ km}^2$,海泡石层系厚度介于10~60 m;茅二下亚段沉积期,广元—长寿凹陷中段与南段逐渐萎缩,仅广元—长寿北段(南江—通江凹陷)继承发育,面积约为 $0.9 \times 10^4 \text{ km}^2$,海泡石层系厚度介于1~5 m。茅二上亚段—茅四段沉积期,广元—长寿凹陷中段与南段消亡^[2,6],北段形成广元—巴中拉张槽或称广元—旺苍海槽,槽内为暗色中-薄层状硅质泥岩、硅质灰岩、灰质硅岩夹浅色透镜状、中-薄层状硅质页岩,厚度介于10~30 m,见放射虫和硅质海绵骨针的深水生物组合^[11,35],指示克拉通内部由微拉张演变为弱拉张阶段^[2,11,36]。

2.2 具有典型凉水沉积特征

根据全球平均表面海水温度等温线将非暖水带分为了温暖-温水区(水温15~20℃)、凉水-温水区(水温5~15℃)以及冷水-极地区(水温<5℃)3个区域^[37-43]。凉水(非暖水)碳酸盐岩一般在纬度约30°~35°的温带地区和温度约20℃以下的沉积水体中形成^[41],具有沉积速率低、缺乏非骨屑颗粒、泥晶套不发育、灰泥支撑和有孔虫-苔藓虫-软体动物组合繁盛的特征^[42-43]。早期研究多认为四川盆地中二叠统碳酸盐岩沉积于温暖浅海环境^[32]。近期研究表明,四川盆地中二叠统呈现海水由凉转温的变化,栖霞组—茅二下亚段具有典型凉水沉积特征^[39-40](表2),茅二上亚段—

茅四段逐渐向温水段过渡。四川盆地中二叠统栖霞组—茅二下亚段为碳酸盐缓坡沉积模式,沉积灰黑色泥岩-泥质灰岩-灰岩韵律层^[44-45](图3a,b),宏观上呈现“眼球-眼皮状”构造(图3c)。多为灰泥支撑结构(图3d-f),颗粒以生屑为主,缺乏非骨架颗粒,不含早期胶结物和内碎屑。古生物类型以双壳、介壳、苔藓虫和腕足等异养型生物为主(图3g-l)。利用生物壳体 and 全岩稳定氧同位素值($\delta^{18}\text{O}$)恢复的茅一段古海水温度介于3.11~15.82℃(平均值为9.44℃),团簇同位素(Δ_{47})模拟恢复的茅一段古温度为19.00℃,全岩 $\delta^{18}\text{O}$ 恢复的栖霞组—茅二下亚段古海水温度介于4.36~19.28℃(平均值为9.81℃)^[40]。茅一段稀土元素铕(δEu)普遍呈负异常特征,与全球性冰期事件对应良好,均指示凉水沉积环境^[6,40]。进入茅二上亚段之后,颗粒间亮晶胶结物逐渐增多,偶见白云岩,但仍缺乏鲕粒等非骨架颗粒,古生物类型以有孔虫和钙藻为主,茅口组逐渐由凉水沉积环境向温水沉积环境过渡^[46],古海水温度也逐渐上升,全岩 $\delta^{18}\text{O}$ 恢复的茅二上亚段古海水温度介于12.56~17.61℃(平均值为13.26℃),茅三段古海水温度介于11.31~17.15℃(平均值为14.60℃)^[40],未达暖水碳酸盐岩的范围(表2)。全球对比发现,栖霞组—茅二下亚段与中国西藏冈底斯西段噶尔县狮泉河地区^[47]、贵州罗甸市纳晴剖面、挪威斯匹次卑尔根岛中二叠统Tempelfjorden组^[48]、伊朗中部中二叠统Jamal组^[49]和北美瓜德鲁普山等典型的凉水碳酸盐岩类似^[50],验证了凉水沉积环境的可靠性。四川盆地各层系对比来看,中二叠统具

表2 暖水-冷水-凉水碳酸盐岩沉积特征与四川盆地栖霞组—茅二下亚段凉水沉积特征对比(据文献[37, 51-52]修改)

Table 2 Comparison of characteristics of warm-water, cold-water, and cool-water carbonates with the cool-water sedimentary characteristics of the Qixia Formation and lower submember of the 2nd member of the Maokou Formation in the Sichuan Basin (modified after references [37, 51-52])

沉积特征	暖水碳酸盐岩	冷水碳酸盐岩	凉水碳酸盐岩	四川盆地栖霞组—茅二下亚段
平面分布	北纬30°至南纬30°之间,因与大洋环流和上升洋流有关的地表径流而有所改变	全球分布	①约南北纬30°向极地延伸; ②温跃层以下的低纬度地区; ③上升洋流区域	全盆地分布
温度/℃	> 20.00	< 5.00	5.00 ~ 20.00	3.11 ~ 17.87
生物种类	珊瑚、大型底栖有孔虫、苔藓动物、钙质海绵、红藻和绿藻	珊瑚、双壳、腕足类、海鞘、海绵和浮游有孔虫	钙质藻类、苔藓动物、软体动物、浮游和底栖有孔虫、棘皮动物、藤壶、海绵和海绵骨针	钙质藻类、苔藓虫、腕足类、软体动物、底栖有孔虫和棘皮动物
早期成岩作用	强,类型多样	弱,主要为生物骨骼的磨蚀、侵蚀和浸渍等	弱,缺乏胶结物,可能有互层的冰碛岩沉积,发育碳酸盐泥和原地的海底硬地	弱,缺乏胶结物,发育碳酸盐泥
沉积物和颗粒组成	主要为各种生物骨骼颗粒和非生物骨骼颗粒、生物硅质	主要为异养生物骨骼颗粒和生物硅质	主要为异养生物骨骼颗粒、生物硅质	主要为异养生物骨骼颗粒和生物硅质
沉积模式	各种碳酸盐岩沉积模式,含生物礁相	无障碍的开阔陆架,缓坡模式,缺乏生物礁相	开阔陆架或缓坡发育	缓坡模式,缺乏生物礁相

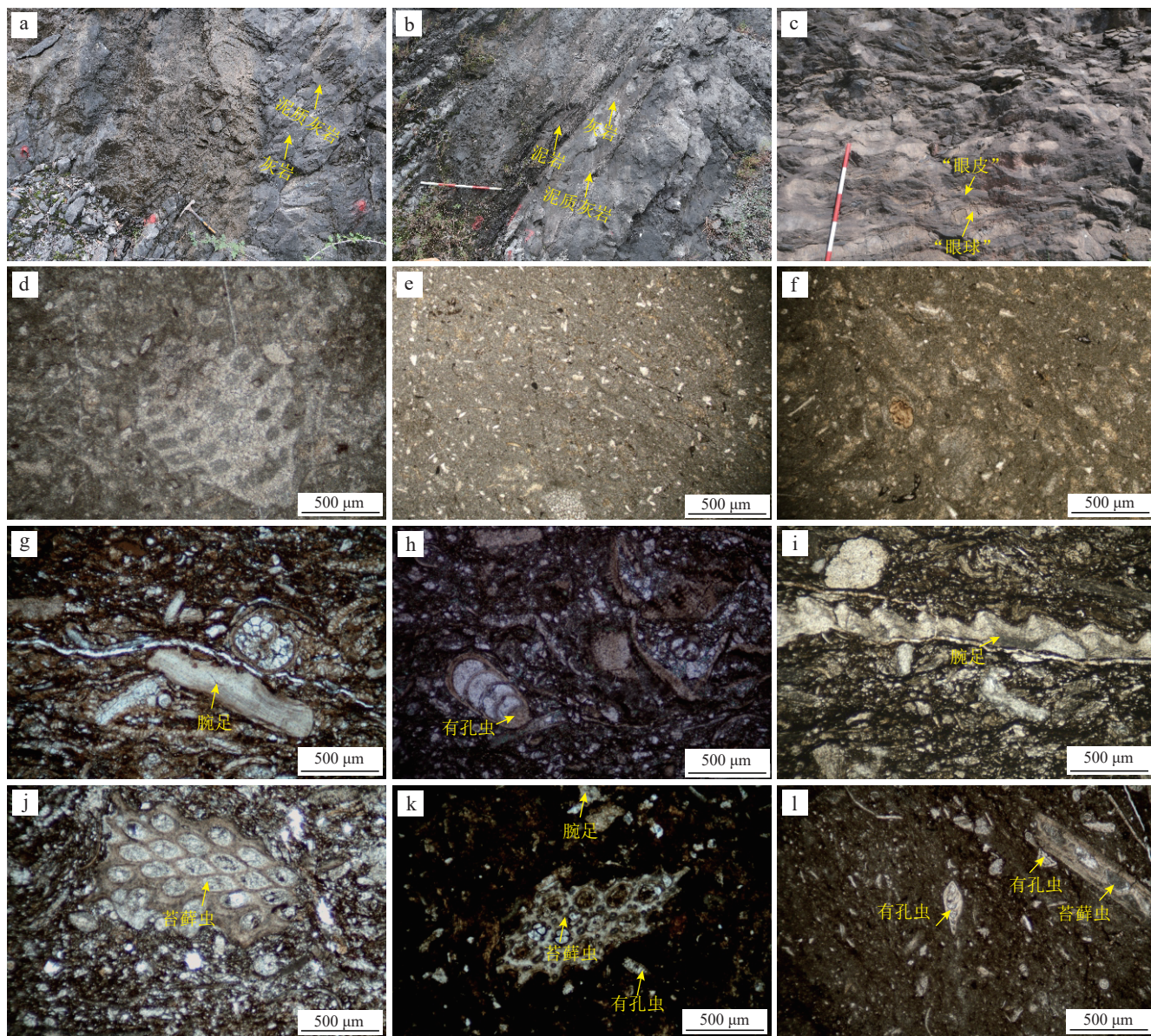


图3 四川盆地中二叠统凉水沉积特征照片

Fig. 3 Plates showing cool-water sedimentary characteristics of the Middle Permian, Sichuan Basin

a. 二崖剖面, 栖二段, 泥质灰岩-灰岩韵律层, 野外照片; b. 二崖剖面, 茅一段, 泥岩-泥质灰岩-灰岩韵律层, 野外照片; c. 红岩隧道剖面, 茅一段, “眼球-眼皮”状灰岩, 野外照片; d. 红岩隧道剖面, 栖一段, 生屑泥晶灰岩, 普通薄片显微照片, 单偏光; e. 红岩隧道剖面, 茅一段, 生屑泥晶灰岩, 普通薄片显微照片, 单偏光; f. 红岩隧道剖面, 茅一段, 泥晶生屑灰岩, 普通薄片显微照片, 单偏光; g. 铁桥村剖面, 栖一段, 泥质泥晶生屑灰岩, 腕足, 普通薄片显微照片, 单偏光; h. 铁桥村剖面, 栖一段, 泥晶生屑灰岩, 有孔虫, 普通薄片显微照片, 单偏光; i. 二崖剖面, 茅一段, 泥质泥晶生屑灰岩, 腕足, 普通薄片显微照片, 单偏光; j. 铁桥村剖面, 茅一段, 泥晶生屑灰岩, 苔藓虫, 普通薄片显微照片, 单偏光; k. C20井, 埋深3 454.46 m, 茅一段, 泥质生屑泥晶灰岩, 苔藓虫-有孔虫-腕足组合, 普通薄片显微照片, 单偏光; l. C20井, 埋深3 381.72 m, 茅二下亚段, 生屑泥晶灰岩, 有孔虫-苔藓虫组合, 普通薄片显微照片, 单偏光

有发育韵律层、缺失膏盐层、内碎屑颗粒少和胶结物含量低, 而灰泥和生物碎屑含量高的特点(表3)。

2.3 为含海泡石层系

通过对四川盆地泥岩和泥质灰岩中黏土矿物组成的研究, 发现海泡石(滑石)类黏土矿物仅在中二叠统发育。海泡石(滑石)赋存于泥岩-泥质灰岩-灰岩韵

律层中, 与斯蒂文石、无序滑石和少量伊利石、蒙脱石以及硅质岩共生, 称为含海泡石层系^[6-7, 23, 53-54]。

海泡石(滑石)以层状、透镜状、星点状和生屑状产出。层状海泡石(滑石)在野外剖面呈黑色赋存于泥岩和泥质灰岩中(图4a), 厚度约为20~50 cm, 岩心上和镜下均呈层状或似层状分布(图4b), 与泥晶生屑灰岩相间(图4c); 透镜状海泡石(滑石)在岩心上为黑色斑

表3 四川盆地不同碳酸盐岩层系沉积特征与中二叠统沉积特征对比

Table 3 Comparison of sedimentary characteristics between different carbonate successions and the Middle Permian succession in the Sichuan Basin

层系	沉积特征							
	膏盐含量	亮晶胶结物含量	灰泥含量	内碎屑含量	生物含量	韵律层	颜色	地层厚度
三叠系	较高	较高	较高	较低	中等	无韵律层	较浅	较厚
上二叠统	无	较高	较低	中等	较高	无韵律层	较浅	较厚
中二叠统 (含海泡石)	无	较低	较高	较低	较高	栖霞一段和茅一段	灰黑色-深灰色	较薄
石炭系	较低	较高	较低	中等	中等	无韵律层	较浅	较薄
泥盆系	较低	中等	中等	中等	中等	无韵律层	较浅	较薄
奥陶系	较低	较高	较低	中等	中等	十字铺组、宝塔组和临湘组	较浅	较厚
寒武系	中等	较高	较低	较高	较低	无韵律层	较浅	较厚
震旦系	较低	较高	较低	中等	较高	无韵律层	较浅	较厚

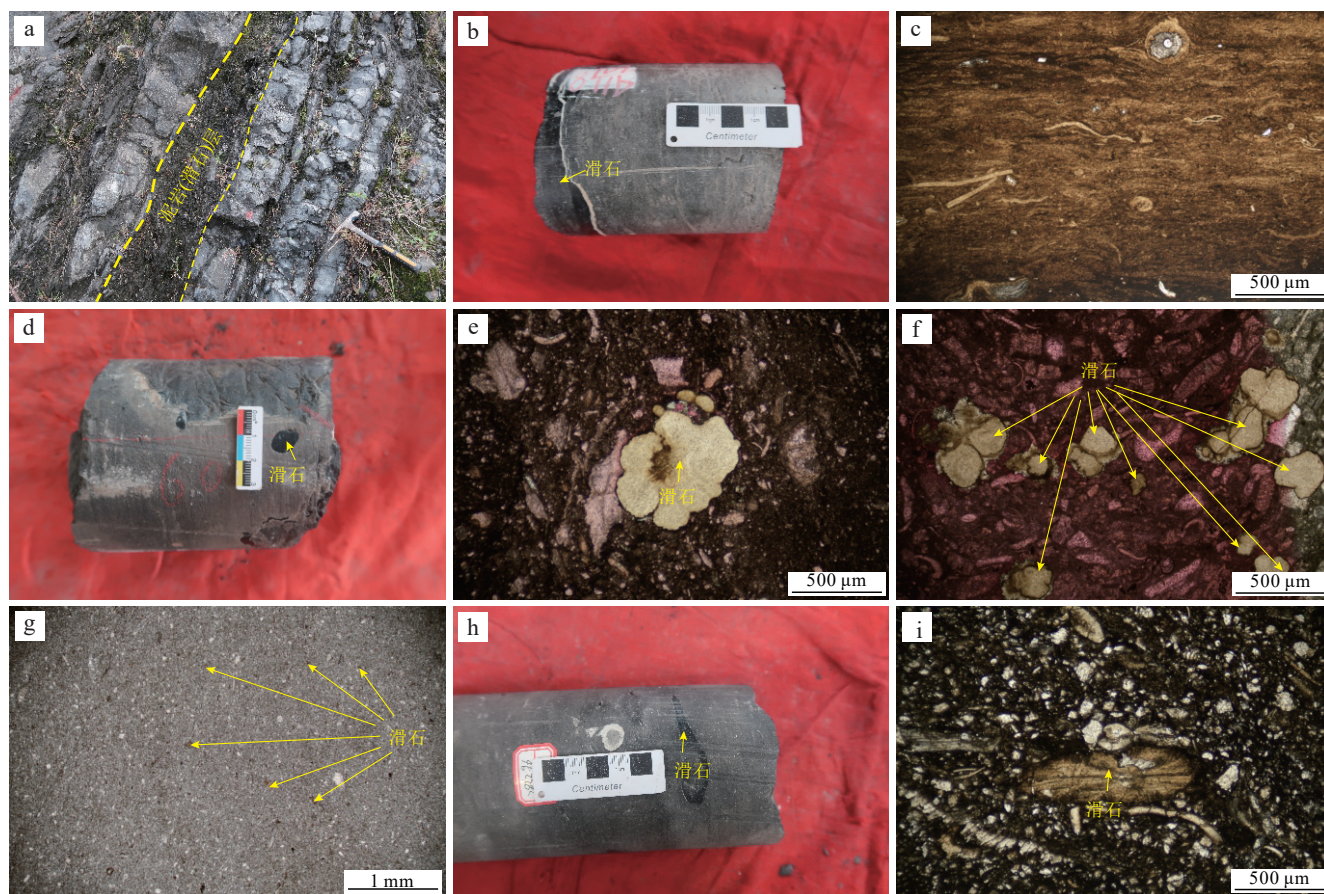


图4 四川盆地中二叠统海泡石(滑石)赋存状态照片

Fig. 4 Plates showing occurrence states of sepiolite (talca) in the Middle Permian, Sichuan Basin

a. 二崖剖面, 茅一段, 泥岩(滑石)层, 野外照片; b. 新探1井, 茅一段, 埋深4 413.00 m, 泥质生屑泥晶灰岩, 层状滑石, 岩心照片; c. 红岩隧道剖面, 茅一段, 泥岩, 层状滑石, 普通薄片显微照片, 单偏光; d. 新探1井, 茅一段, 埋深4 396.62 m, 生屑泥晶灰岩, 透镜状滑石, 岩心照片; e. 船儿河坝剖面, 茅一段, 泥质泥晶生屑灰岩, 透镜状滑石, 普通薄片显微照片, 单偏光; f. 红岩隧道剖面, 茅一段, 泥晶生屑灰岩, 透镜状滑石, 普通薄片显微照片, 单偏光; g. 石柱剖面, 茅二段, 星点状滑石, 普通薄片显微照片, 单偏光; h. 新探1井, 茅一段, 泥质泥晶生屑灰岩, 埋深4 413.12 m, 生屑状滑石, 岩心照片; i. 二崖剖面, 茅一段, 泥质泥晶生屑灰岩, 生屑状滑石, 普通薄片显微照片, 单偏光

块状(图4d), 镜下呈单个或多个片状集合体形态(图4e, f); 星点状海泡石(滑石)在显微镜下为粒径介

于10~30 μm的不规则斑点状(图4g); 生屑状海泡石(滑石)则以生屑腔体或壳体状产出^[6-7, 54](图4h, i)。

中二叠统海泡石(滑石)自下而上呈现出层状—透镜状—星点状—生屑状的演变规律;凹陷内海泡石厚度大,以层状为主,凹陷外海泡石厚度小,以透镜状、星点状和生屑状为主^[7]。

海泡石只有在富Mg、富Si、贫Al、高pH值和低温的海水环境才能沉淀^[6-7, 23, 53-54]。目前主流的观点认为海泡石为直接沉淀成因^[54-56]。中二叠世为文石海环境,海水中的Mg²⁺含量高^[54]。对于海水中Si的来源尚存争议,其主要来源于火山或热液活动^[53],为沿断裂上涌的热液^[54];也有部分学者认为海泡石中的Si为生物来源,二叠纪萨克马尔阶开始至晚二叠世是生物成因硅质沉积的高峰期,被称为二叠纪硅质沉积事件^[57]。

滑石不能从海水中直接沉淀生成。目前的主流观点认为四川盆地中二叠统滑石为海泡石成岩转化而成。层链结构的海泡石在埋深增大、温压升高的条件下,会发生层链塌陷向层状结构的滑石转化,高温高压模拟实验和水热实验相继证实了这一转化过程及其中间产物^[58],在X射线衍射图谱上具有海泡石峰逐渐转变为滑石峰的特征^[7, 53]。转化路径为海泡石—斯蒂文石—无序滑石—滑石^[7]。少量滑石还可能由中低温硅质流体交代富镁碳酸盐岩而形成^[6, 54]。

四川盆地中二叠统含海泡石(滑石)层系的累计厚度具有重要的沉积格局指示意义^[2, 6, 54](表4)。在富Mg、贫Al、高pH值和凉水的环境下,来自盆地深部的富Si流体在重力与浓度势的驱动下逐渐积聚于低洼地区,故含海泡石(滑石)在凹陷内累计厚度大^[2, 6, 54]。我们以含海泡石层系累计厚度为抓手,刻画了北西—南东向的南江—通江凹陷和广元—长寿凹陷(表1),揭示出中二叠统“两台两凹”的构造—沉积格局^[2, 6]。海泡石具有巨大的孔隙比表面积,能够吸附巨量有机质,且凉水环境有利于有机质保存,有效提升了茅一段烃源

岩的品质(表4);另一方面,海泡石转化为滑石的过程能够形成大量的成岩收缩孔,孔径介于2~10 nm,与有机质孔共同构成了泥质灰岩的主要储集空间^[2, 22, 54]。与此同时,海泡石转化会释放Mg²⁺和水,形成白云石化流体,对凹陷边缘生屑滩进行白云石化,形成优质的白云岩储层^[2, 6, 54, 64]。由此,四川盆地中二叠统在“两台两凹”的格局下,形成下生上储、旁生侧储和自生自储的源—储配置关系,控制了油气的分布^[23]。

上述的四川盆地中二叠统3个独特地质特征给油气勘探开发带来了以下挑战:①在微拉张—弱拉张的构造环境下,中二叠世的构造—沉积分异作用较弱,导致南江—通江凹陷和广元—长寿凹陷(相较于晚二叠世的开江—梁平海槽和早寒武世的绵阳—长宁拉张槽)控制的优质烃源岩和凹陷边缘控制的优质储层发育厚度较薄、质量欠佳;②在凉水沉积条件下,中二叠统缺乏鲕粒等非骨架颗粒,发育广泛的生屑沉积和灰泥沉积,无石膏沉积,储层的发育主要依靠后期成岩改造(如埋藏白云石化作用和表生岩溶作用等),使优质储层在纵向上和平面上非均质性增强,有利储集相带分布的预测难度大;③中二叠统含海泡石层系薄,其识别目前集中于钻井测井资料,地震上尚无法识别,造成“测井可见、地震不可见”的识别瓶颈。

3 中二叠统油气勘探关键地质问题

3.1 主力烃源岩和优质输导体系问题

四川盆地中二叠统天然气属于典型的油型气,且多为混源气,其烃源层系包括上二叠统龙潭组(吴家坪组)、中二叠统、志留系龙马溪组和寒武系筇竹寺组^[23]。

表5列举了中二叠统天然气地球化学特征。川西地区栖霞组天然气乙烷碳同位素值($\delta^{13}C_2$)偏高,属于原

表4 四川盆地含海泡石(层系)对中二叠统沉积、成岩、烃源岩和储层的影响

Table 4 Impacts of sepiolite-bearing successions on sedimentation, diagenesis, source rock development, and reservoir quality in the Middle Permian, Sichuan Basin

类型	海泡石层系	非海泡石层系	参考文献
沉积	海泡石厚度反映沉积—构造格局,揭示南江—通江凹陷和广元—长寿凹陷	绵阳—长宁拉张槽和开江—梁平海槽以地层厚度或沉积相反反映沉积—构造格局	[2, 59]
成岩	①缺乏海底胶结作用; ②压实作用较强; ③海泡石转化过程释放富镁流体促使周围灰岩发生白云石化	①海底胶结较发育; ②压实作用较强; ③埋藏胶结作用发育	本文
烃源岩	海泡石吸附有机质提升烃源岩品质	受古生产力、氧化还原条件、古气候和沉积速率等沉积古环境因素的控制	[54, 59-61]
储层	①海泡石转化过程为白云石化提供富镁流体; ②海泡石转化为滑石晶体体积缩小形成的成岩收缩孔和海泡石吸附有机质热演化后形成的有机质孔为非常规储层提供储集空间	①海水浓缩成因的卤水为白云石化流体; ②有机质孔为非常规储层主要储集空间	[54, 62-63]

表 5 四川盆地中二叠统气藏天然气地球化学特征
Table 5 Geochemical characteristics of natural gas from Middle Permian gas reservoirs, Sichuan Basin

区域	气田	井号	层位	天然气组分含量/%										干燥系数	碳同位素比值(VPDB)/‰		文献来源	
				烃类			非烃类								$\delta^{13}\text{C}_1$	$\delta^{13}\text{C}_2$		
				CH_4	C_{2+}		N_2	CO_2	H_2S	He	H_2							
					C_2H_6	C_3H_8												
川西北地区	双鱼石	ST1	栖霞组	96.70														
			茅口组	96.20	1.40	0.15		0.87	2.00	0.34	0.03				-30.10	-28.20		
		ST2	栖霞组	86.90	0.51	0.08		0.81	2.48	0.06	0.02		0			-29.87	-28.40	
			茅口组	93.20		0.18		0.56	11.50	0.36	0.02				-31.34	-26.80		
	河湾场	ST7	栖霞组	97.50	0.11				0.49	5.57	0.55	0.03				-32.43	-26.00	
			茅口组	97.20	0.10			0.47	1.45	0.41	0.02	0.01			-29.96	-27.10		
		ST8	栖霞组	97.20	0.10			0.52	1.77	0.41	0.02	0.01			-29.93	-26.70		
			茅口组	96.60	0.11			0.85	1.71	0.74	0.03	0.02			-29.69	-26.80		
	九龙山	H2	茅口组	97.40	0.61	0.03			1.53	0.27	0.38	0.03	0.06			-35.30	-33.00	
			茅口组	97.60	0.55	0.02		1.00	0.37	0.03	0.03				-34.89	-33.68		
		H6	茅口组	98.30	0.84	0.09			0.37	0.07	0	0.06	0.23					
			L4	茅口组	98.00	0.55			0.62	0.25	0.37	0.03				-28.33	-29.80	
	吴家坪	L004-X1	茅口组	97.50	0.14	0.01			0.99	0.46	0.74	0.02				-28.65	-28.70	
			L12	茅口组														
		L16	茅口组	96.40		0.18										-34.50	-28.50	
			栖霞组	91.70	0.11	0		0.78	0.60	2.03	0.01	0.02				-28.75	-27.70	
礆山梁	WJ1	栖霞组	91.70	0.11				0.97	0	0.20	0	0.10						
		茅口组	96.30	0.17	0.01		0.79	7.28	0.66	0.10	0			-35.50	-35.20			
	K1	茅口组	95.30	0.17	1.00		2.83	2.46	0.22	0.07	1.17			-31.26	-32.70			
		茅口组	98.50	0.11	0.01		0.72	0.58						-31.00	-30.90			
元坝	YB701	茅口组	95.40	0.18	0.01			0.42	3.67	0.30				-31.55	-29.30			
		茅口组	95.80	0.17	0.01		0.53	3.06	0.19	0.01	0.24			-31.38	-30.00			
		YB7	茅口组	95.00	0.44	0.01		0.13	4.39	0	0.01	0			-29.06	-27.70		
		YB13	茅口组	93.70	0.04	0		0.50	1.86	5.33	0.01	0.02			-28.42	-24.50		
	—	YB701	茅口组	80.90	0.13	0		3.33	15.50	0.03	0.01	0.12			-29.38	-24.50		
		YB702	茅口组	77.80	0.65	0.06		0.45	21.00			0			-29.38	-31.30		
		LT1	茅二段	95.80	0.69	0.06		0.36	3.07	0.01				-34.07	-30.60			
		ST1	茅二段	90.00	0.45	0.03		0.56	8.14	0				-31.73	-33.30			
高石梯	DS1	栖霞组	90.80	0.11					6.62	0.01		1.84			-28.80	-27.80		
		栖霞组	86.50	0.16	0.01		10.31	1.07						-28.80	-27.80			
	DS001-X4	栖霞组	94.60	0.17	0.03		3.82	0.93						-28.50	-30.10			
		DS001-X1	栖霞组	92.30	0.17	0.01		5.56	1.05	0.01				-29.00	-30.20			
磨溪	GS19	栖霞组	94.70	0.51			0.45	2.67	2.12					-28.10	-30.70			
		栖霞组	88.80	0.11			0.20	9.81	0.98									
	MX103	栖霞组	93.00	0.16			0.24	3.49	3.06									
		栖霞组	92.30	0.15			0.35	4.38	2.60									
龙女寺	MX42	栖霞组	95.00	0.10			0.38	2.64	1.72									
		栖霞组	95.30	0.11			0.34	1.00	1.83									
	MX39	茅口组	95.10	0.14	0.01		0.33	3.24	1.00	0.03	0.10							
		MX131	栖霞组	95.50	0.11			0.40	0.80	1.75								
南充	MX31X1	栖霞组	94.40	0.08			0.34	3.52	1.60									
		MX150	栖霞组	90.40	0.11			0.07	7.70	1.72								
	NC1	茅口组	96.60	0.13	0.01		0.24	2.35	1.71	0.02	0.15							
		NC3	茅口组	95.40	0.16	0.01		0.13	4.93	1.55	0.02	0.05						
—	NC7	茅口组	94.90	0.14	0.01		0.53	3.05	0.89	0.02	0.02							
		茅口组	94.90	0.14	0.01		0.53	3.05	0.89	0.02	0.02							

注: C_{2+} 碳数大于 2 的烷烃; $\delta^{13}\text{C}_1$ 甲烷碳同位素值; $\delta^{13}\text{C}_2$ 乙烷碳同位素值; “—”表示无数据。

油裂解气,与高石梯—磨溪地区灯影组的天然气特征相似,其烃源岩以寒武系筇竹寺组为主、中二叠统为辅^[17](图5)。川中地区栖霞组天然气为油型气,磨溪地区天然气主要来源于筇竹寺组,高石梯地区烃源岩为筇竹寺组和龙马溪组^[65],龙女寺地区烃源岩为筇竹寺组和中二叠统^[20]。蜀南地区茅口组气藏甲烷碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_1$)偏低,属于油型气,与龙马溪组页岩气的特征相似,故其烃源岩以龙马溪组为主、中二叠统为辅^[1]。川东地区茅口组天然气为原油裂解气,茅一段气藏属自生自储型^[22],通过 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 对比,茅口组常规气藏烃源岩为龙马溪组和中二叠统^[66]。川北地区茅口组天然气具有较重的乙烷碳同位素,其烃源岩为中二叠统与吴家坪组^[67]。

川西地区栖霞组和茅口组天然气的三环萜烷均以 C_{23} 为主峰,五环三萜烷以 C_{30} 为主峰。其中,ST8井栖霞组天然气的规则甾烷呈 $\text{C}_{27} > \text{C}_{29} > \text{C}_{28}$ 分布,与川中地区GS1井灯四段储层沥青有一定的相似性;茅口组天然气的规则甾烷则呈 $\text{C}_{29} > \text{C}_{27} > \text{C}_{28}$ 分布,与寒武系古油藏生物标志化合物展布特征存在差异^[67-69]。川中地区栖霞组和茅口组储层沥青的三环萜烷和五环三萜烷含量很高,三环萜烷以 C_{23} 为主峰,五环三萜烷以 C_{30} 为主峰;规则甾烷呈现出 $\text{C}_{27} > \text{C}_{29} > \text{C}_{28}$ 的特征,与筇竹寺组泥岩相近。

四川盆地中二叠统气藏主要有4种烃源岩。上二叠统龙潭组 TOC 较高,介于 $0.10\% \sim 28.84\%$,厚度较大,介于 $20 \sim 160 \text{ m}$ ^[77]。中二叠统栖霞组—茅口组的烃源岩多为栖霞一段和茅一段的含海泡石层系。栖霞一段烃

源岩 TOC 较低、介于 $0.21\% \sim 0.79\%$,厚度较薄、介于 $20 \sim 45 \text{ m}$;茅一段烃源岩 TOC 较高、介于 $0.07\% \sim 4.86\%$,厚度较厚、介于 $60 \sim 110 \text{ m}$ 。这些烃源岩平面上多分布于通江—长寿凹陷内^[2]。志留系龙马溪组的烃源岩 TOC 较高、介于 $0.55\% \sim 5.89\%$,厚度较厚、介于 $50 \sim 200 \text{ m}$ 。筇竹寺组的烃源岩 TOC 较高、介于 $0.50\% \sim 8.49\%$,厚度较厚、介于 $200 \sim 1\,000 \text{ m}$ ^[23,79]。因此,确定中二叠统气藏的主力烃源岩就成了油气勘探的首要地质问题^[78]。

目前,普遍认为中二叠统茅口组气源来自于下伏的志留系龙马溪组和下寒武统筇竹寺组烃源岩,即茅口组气藏是远源气藏。但是,茅口组气藏中的天然气是来自烃源岩还是来自先存油气藏,以及从下伏层系运移而来的是气还是油,目前尚不明确。对于高演化海相油气源的示踪问题,目前仍是未解决的世界难题。因此,仅基于地球化学各种指标得出的有关油气源的认识,不可不信,也不可全信。若茅口组气藏为远源气藏,其输导体系及其与目标段储层和圈闭的时-空配置关系的研究就至关重要,只有与沟通下伏烃源(烃源岩或先存油气藏)的输导体系相通的茅口组圈闭(储层)才能形成油气藏。目前普遍认为其输导体系为(走滑)断裂,但由于至今在四川盆地周缘露头未见到走滑断裂及其相关构造,加之地震剖面上的走滑断裂特征也存在多解性,笔者认为目前的研究程度对这些地震剖面上的“走滑断裂”既不能肯定,也不能否定。因此,四川盆地中二叠统气藏的主力烃源岩和优质输导体系尚未明确,亟待于今后的深入

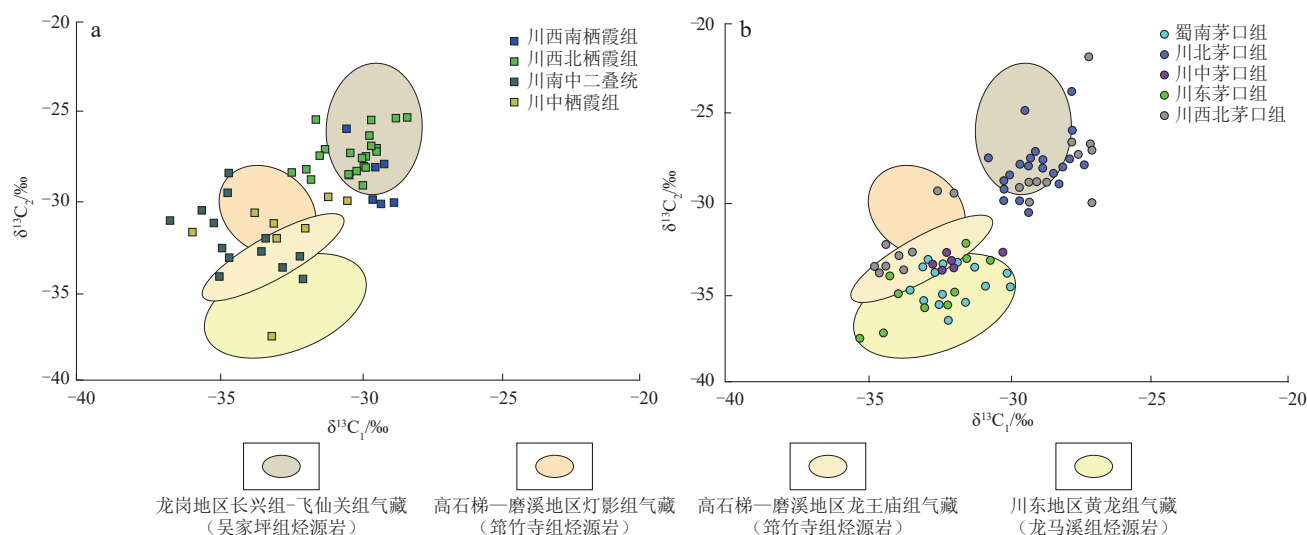


图5 四川盆地中二叠统天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ - $\delta^{13}\text{C}_2$ 关系图版(数据引自文献[17, 22, 66])

Fig. 5 Cross-plot of $\delta^{13}\text{C}_1$ and $\delta^{13}\text{C}_2$ values of natural gas from the Middle Permian, Sichuan Basin (data after references [17, 22, 66])

a. 栖霞组; b. 茅口组

$\delta^{13}\text{C}_1$, 甲烷碳同位素值; $\delta^{13}\text{C}_2$, 乙烷碳同位素值

研究^[80]。

3.2 中二叠统优质储层类型、成因和分布问题

3.2.1 中二叠统储层类型多且复杂

根据成因类型,中二叠统储层划分为基质孔隙型、岩溶型和非常规储层3大类。基质孔隙型储层又可划分为孔隙型白云岩储层和孔隙型灰岩储层^[81-93](表6)。

1) 孔隙型白云岩储层

栖霞组孔隙型白云岩储层主要见于川西和川中地区,在川东—川南地区零星发育^[7, 86]。川西地区栖霞一段以斑马状白云岩为主,储集空间为溶蚀孔洞及裂缝,

平均孔隙度为4.30%,平均渗透率为 $0.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,厚度介于5~30 m,横向展布范围介于70~100 m^[87]。栖霞二段则以细—中晶白云岩和斑状白云岩为主,储集空间为晶间(溶)孔、溶洞和微裂缝(图6a),厚度介于5~60 m,横向上沿龙门山山前带展布^[86]。双鱼石地区孔隙度介于0.42%~16.51%(平均值为3.11%),渗透率介于 $(0.001 \sim 784.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[86]。平落坝地区孔隙度0.79%~12.6%(平均值为4.23%),渗透率主要介于 $(0.01 \sim 10.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[75]。井研地区孔隙度介于0.94%~4.12%(平均值为2.79%)^[81]。川中地区栖霞二段主要发育浅灰色和灰色白云岩、灰质白云岩和白云质灰岩,储集空间主要为粒间孔、粒间溶孔和溶洞,白云岩孔隙度介于0.43%~10.86%(平均值为

表6 四川盆地中二叠统储层特征对比

Table 6 Comparison of reservoir characteristics of the Middle Permian, Sichuan Basin

储层类型	地区	层位	岩性	储集空间	孔隙度/%	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	厚度/m	储层主控因素	参考文献
孔隙型白云岩储层	川西地区	茅二上亚段	砂屑白云岩和晶粒白云岩	晶间溶孔、粒间溶孔、缝洞和粒内溶孔	3.90~5.10/—	—	3.80~26.00/14.33	沉积相带和白云石化活动	[85]
		茅二下亚段			2.30~8.30/—	—	7.00~20.00/14.11		
		栖霞二段	细—中晶白云岩和斑状白云岩	晶间(溶)孔、溶洞和微裂缝	0.42~16.51/3.11	0~784.00/11.54	5.00~60.00/—		[86]
		栖霞一段	斑马状白云岩	裂缝和溶蚀孔洞	—/4.30	—/0.63	5.00~30.00/—		[87]
	川中地区	茅二下亚段	晶粒白云岩和白云质灰岩	晶间孔、残余粒间孔、溶洞和微裂缝	3.00~6.00/—	0.01~1/—	5.00~30.00/—		[20]
		茅二上亚段							
	川东地区	茅二下亚段	晶粒白云岩、灰质白云岩和白云质灰岩	粒间孔、粒间溶孔和溶洞	0.43~10.86/—	—/6.32	8.00~15.00/—		[75]
		茅二上亚段—茅三段	细—中晶云岩、硅质云岩、云质硅岩和残余生屑云岩	晶间(溶)孔和裂缝	2.00~8.00/—	0~1.00/—	6.00~20.00/—		[88]
孔隙型灰岩储层	蜀南地区	茅二段	泥晶生屑灰岩和亮晶生屑灰岩	生物体腔孔、生物铸模孔和粒间/内溶孔	1.22~10.53/—	0~2.12/—	5.00~28.00/—	高能颗粒滩相和准同生期岩溶	[21]
	川中地区	茅二上亚段	泥晶/亮晶生屑灰岩	粒间孔、生物体腔孔、铸模孔和溶蚀孔	3.90~8.90/—	0~0.10/—	20.00/—		[11]
	川东地区	茅二下亚段	泥晶生屑灰岩	生物体腔孔和溶孔	2.00~2.80/—	—	5.00~18.00		[3]
岩溶储层	蜀南地区	茅二段—茅三段	生屑灰岩和藻屑灰岩	溶洞、溶缝、粒间溶孔和构造裂缝	0.09~2.50/—	0~20.30/—	20.00~30.00	沉积相带、断裂活动和微古地貌	[8]
	川北地区	茅三段	泥晶生屑灰岩、云质灰岩、灰质云岩和晶粒白云岩	裂缝、溶洞、晶间孔和晶间溶孔	2.64~8.37/—	0.06~0.24/—	—/13.00		[89]
	川中地区	茅三段	生屑泥晶灰岩和泥晶生屑灰岩	溶洞和溶缝	0.88~5.93/—	0~0.63/—	—		[90-91]
非常规储层	蜀南地区	茅一段	眼皮眼球灰岩	成岩收缩缝(孔)、矿物粒缘缝(孔)、有机质孔裂缝、晶间孔和内溶孔	0.47~4.70/—	0~14.00/—	10.00~60.00/30.00	沉积环境、黏土矿物和有机碳含量	[25, 92-93]
	川东地区	茅一段			0.24~6.98/—	0~0.26/—			

注:表格中数据格式为“最小值~最大值/平均值”;“—”表示无数据。

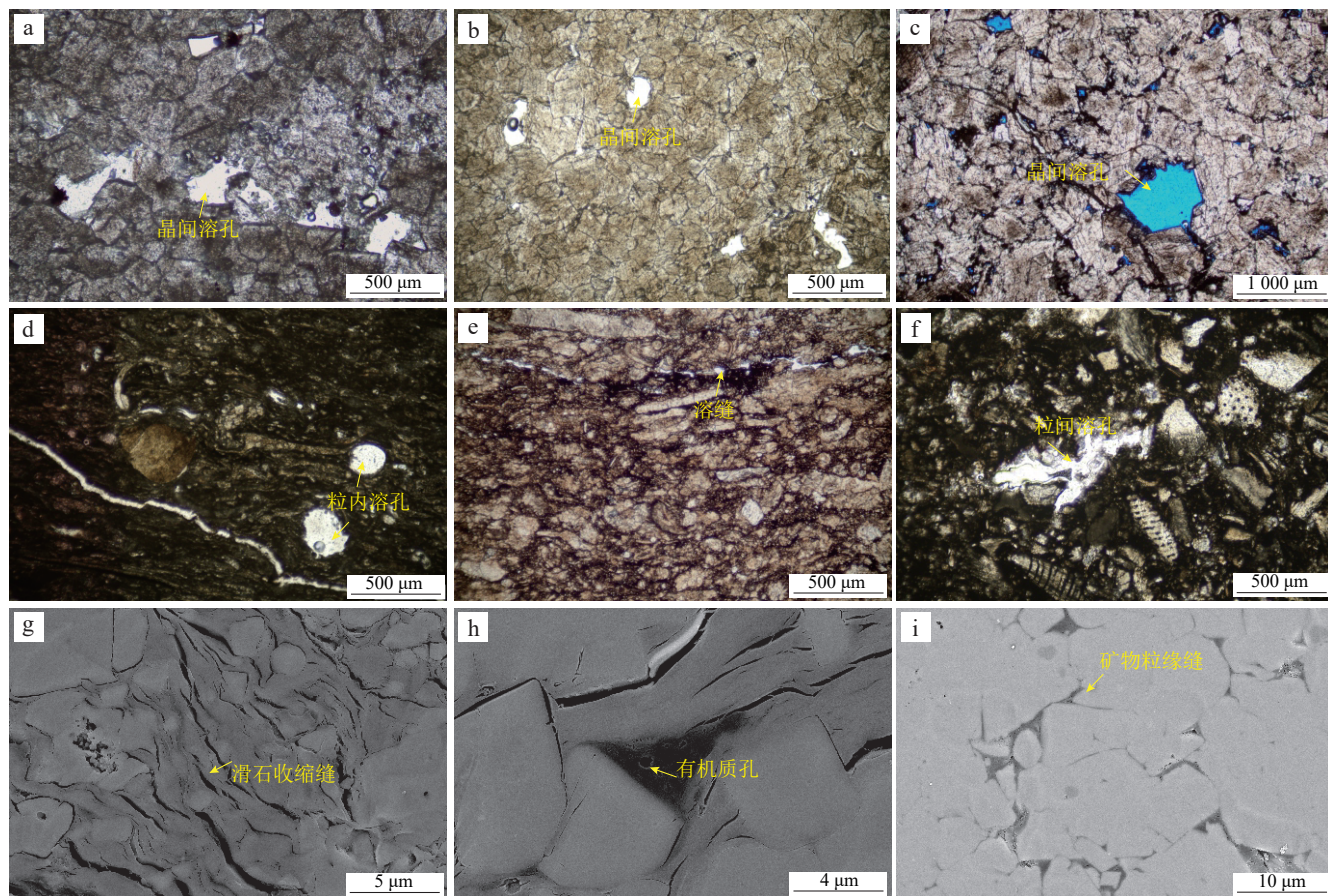


图6 四川盆地中二叠统不同类型储层储集空间特征镜下照片

Fig. 6 Plates showing characteristics of reservoir space in different reservoir types of the Middle Permian, Sichuan Basin

a. 碾子坝剖面, 栖霞二段, 中晶白云岩, 晶间溶孔, 普通薄片, 单偏光; b. 二崖剖面, 茅二上亚段, 细-中晶白云岩, 晶间溶孔, 普通薄片, 单偏光; c. PY3井, 茅二段, 埋深6 067.60 m, 含硅中晶白云岩, 晶间溶孔, 铸体薄片, 单偏光; d. 船儿河坝剖面, 茅二段, 泥晶生屑灰岩, 粒内溶孔, 普通薄片, 单偏光; e. JH1井, 茅一段, 埋深2 905.33 m, 泥晶生屑灰岩, 溶缝, 普通薄片, 单偏光; f. 二崖剖面, 茅二段, 泥晶生屑灰岩, 粒间溶孔, 普通薄片, 单偏光; g. 红岩隧道剖面, 茅一段, 滑石收缩缝, 扫描电镜, 氩离子抛光; h. XT1井, 埋深4 419.91 m, 茅一段, 有机质孔, 扫描电镜, 氩离子抛光; i. Z8井, 茅一段, 埋深4 565.96 m, 矿物粒缘缝, 扫描电镜, 氩离子抛光

4.12%), 平均渗透率为 $6.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单层厚度介于0.2 ~ 5.0 m, 累计厚度介于8.0 ~ 15.0 m, 横向非均质性强^[75]。

茅口组孔隙型白云岩储层主要分布于川东、川中和川西地区的茅二段-茅三段。川东地区茅二上亚段—茅三段岩性主要为细-中晶白云岩、硅质白云岩、云质硅岩和残余生屑白云岩, 储集空间为晶间(溶)孔和缝洞(图6b), 孔隙度主要介于2.00% ~ 8.00%, 渗透率介于 $(0 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 厚度介于6 ~ 20 m, 横向分布较为连续^[88]。川中地区茅二下亚段岩性以细晶白云岩、残余颗粒白云岩和白云质灰岩为主, 储集空间主要为晶间孔、残余粒间孔、溶洞和微裂缝(图6c), 岩心孔隙度介于2.00% ~ 8.00%, 集中分布范围为3.00% ~ 6.00%; 渗透率介于 $(0.01 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层厚度介于5 ~ 30 m, 横向分布稳定^[20]。川西地区茅二下

亚段岩性主要为残余砂屑白云岩和残余晶粒白云岩, 储集空间类型包括粒间溶孔、晶间溶孔和扩溶缝洞, 平均孔隙度介于3.83% ~ 5.10%, 储层厚度介于7 ~ 20 m, 横向分布稳定^[85]。茅二上亚段储层岩性主要为残余生屑砂屑白云岩、含生屑晶粒白云岩和残余晶粒白云岩, 孔隙度介于2.30% ~ 8.30%, 储层厚度介于3.8 ~ 26.0 m, 横向连片呈层状广泛分布^[85]。

四川盆地中二叠统白云岩主要为相控型储层, 多发育于台内和台缘生屑滩中。有研究者认为其为准同生期—浅埋藏早期海水白云石化的产物, 并受到多期裂缝和热液的叠合改造^[7, 86]。笔者则认为, 中二叠统优质白云岩储层是由海泡石转化所释放的富 Mg^{2+} 成岩流体, 叠加后期热液流体共同作用形成^[94]。值得注意的是, 受限于镁离子来源及流体活动范围, 该层系白云石化程度往往不彻底, 广泛发育弱白云石化现象。这

种不完全的白云石化作用与后期差异溶蚀相配合,形成了非均质性强的弱白云石化储层。这与四川盆地其他层系白云岩储层存在显著差异:其他层系白云石化作用通常较为彻底,岩石类型多为微生物白云岩或颗粒白云岩,成因以回流渗透、微生物或热液白云石化为主,孔隙度和渗透率普遍较高且分布相对稳定(表7);各层系的共同之处在于,优质白云岩储层的发育均主要受滩相沉积环境的控制^[95-96]。

2) 孔隙型灰岩储层

四川盆地中二叠统孔隙型灰岩储层主要见于蜀南地区、川中地区和川东地区的茅二段。近期取得勘探突破的蜀南向斜区茅二段储层,岩性为泥晶生屑灰岩和亮晶生屑灰岩,储集空间类型有生物体腔孔、粒间孔、铸模孔和粒内溶孔(图6d),孔隙度介于1.22%~10.53%(平均值为4.07%),渗透率介于 $(0 \sim 2.12) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $0.27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),孔隙度与渗透率相关性较好,储层厚度介于5~28 m,横向连续性较好^[21]。川中地区茅二上亚段储层岩性以泥晶生屑灰岩和亮晶生屑灰岩为主,储集空间以粒间孔、生物体腔孔、铸模孔和早表生期溶蚀扩大孔为主,孔隙度主体介于3.90%~8.90%(平均值为5.10%),渗透率主体介于 $(0 \sim 0.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),厚度约为20 m^[11]。川东地区茅二下亚段岩性主要为泥晶生屑灰岩,储集空间为生物体腔孔和溶孔,测井解释孔

隙度介于2.00%~2.80%,厚度介于5~18 m^[3]。孔隙型灰岩储层主要受高能生屑滩相和准同生期溶蚀作用的共同控制^[21]。

3) 岩溶型储层

四川盆地中二叠统岩溶型储层主要发育于蜀南、川中和川北地区,可划分为岩溶洞穴型和岩溶裂缝型两类^[89]。蜀南地区岩溶型储层发育在茅二段-茅三段,岩性以生屑灰岩和藻屑灰岩为主,储集空间包括溶洞、粒间溶孔、构造裂缝及溶蚀缝(图6e,f),孔隙度介于0.09%~2.50%(平均值为0.79%),渗透率介于 $(0 \sim 20.30) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $0.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),属于特低孔-特低渗储层。该储层可分为上、下两段,上段分布于茅二段上部-茅三段,厚度介于10~20 m,横向连续性较好(>12 km);下段分布于茅二段中部,厚度多小于10 m,横向连续性较差,延伸约10 km^[8]。川中地区岩溶型储层主要发育在茅三段,岩性为生屑泥晶灰岩和泥晶生屑灰岩,储集空间以高角度溶缝和溶洞为主,孔隙度介于0.88%~5.00%,渗透率介于 $(0 \sim 0.63) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[91]。川北元坝地区岩溶型储层主要发育在茅三段,中-上部为泥晶生屑灰岩,顶部为云质生屑灰岩、灰质白云岩和细-中晶白云岩,储集空间为孔隙、溶洞和裂缝3大类。溶洞主要为次生溶洞,形态不规则,洞径介于0.2~5.0 cm。岩心孔隙度介于2.64%~8.37%,渗透率介于 $(0.06 \sim$

表7 四川盆地不同层位白云岩储层差异对比(据文献[54,97-99]修改)

Table 7 Comparison of dolomite reservoir characteristic variation across stratigraphic intervals of the Sichuan Basin (modified after references [54,97-99])

发育层位	优质白云岩储层类型	白云岩类型	储集空间	储层物性		沉积环境	白云岩成因	主要分布区域
				孔隙度/%	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)			
雷口坡组	滩相白云岩储层	微生物白云岩、鲕粒白云岩和砂屑白云岩	晶间、粒间和粒内溶孔	—/7.68	—/13.12	局限-蒸发台地	微生物白云岩化	川西中坝地区
飞仙关组	滩相白云岩储层	鲕粒白云岩	粒内孔、粒间孔、体腔孔和裂缝	—/7.89	—/44.12	浅水碳酸盐台地	萨布哈白云岩化	开江-梁平海槽两侧
长兴组	礁滩相白云岩储层	生物白云岩	粒内孔、粒间孔、体腔孔和裂缝	—/3.30	0.01~1.00/—	浅水碳酸盐台地	回流渗透白云岩化	开江-梁平海槽和蓬溪-武胜海槽两侧
中二叠统	滩相孔隙型白云岩储层	晶粒白云岩、生屑白云岩和灰质白云岩	晶间(溶)孔、残余粒间孔、裂缝和溶洞	0.50~16.00/—	0~100.00/—	凉水碳酸盐缓坡型台地	基于富镁黏土矿物的埋藏白云石化	川西龙门山前带、川中南充-磨溪-高石梯和川中盐亭-南充-广安-合川
龙王庙组	颗粒滩相白云岩储层	晶粒白云岩和残余颗粒白云岩	粒间溶孔、粒内溶孔和晶间溶孔	4.00~5.00/—	1.00~5.00/—	浅海干旱环境(潟湖和潮坪等)	蒸发泵白云岩化	环川中古隆起东缘
灯影组	藻丘滩相白云岩和岩溶白云岩储层	角砾状白云岩、砂屑白云岩和微生物白云岩	格架孔、粒间孔和岩溶孔洞	3.00~4.00/—	1.00~6.00/—	局限台地	微生物白云岩化和热液白云岩化	绵阳-长宁拉张槽两侧和城口-鄂西海槽西缘

注:表格中数据格式为“最小值~最大值/平均值”;“—”表示无数据。

$0.24) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,有效储层厚度可达28 m,平均厚度为13 m^[90],从下至上可分为3个岩溶作用带:①表层风化壳溶蚀作用强,发育孔隙-孔洞型储层;②垂直渗流带溶蚀作用较强,发育孔隙-孔洞型和半充填溶洞型储层;③水平潜流带溶蚀作用变弱,局部发育半充填溶洞型储层,各带横向上连续性较好^[90]。岩溶型储层受沉积相带、断裂活动和岩溶古地貌的联合控制^[8]。

4) 非常规储层

四川盆地中二叠统非常规储层主要为栖霞一段、茅一段内的泥质灰岩和孤峰段的硅质泥页岩。栖霞一段和茅一段主要发育“瘤状”灰岩(也称“眼皮眼球状”灰岩),具有烃源属性,为源-储一体、源内成藏的新型非常规储层,主要分布于通江-南江凹陷和广元-长寿凹陷区内,储层厚度介于10~60 m^[23-25]。非常规泥质灰岩储层主要发育在川东和蜀南地区的茅一段,储集空间以黏土矿物成岩收缩孔、有机孔、粒缘缝与次生溶蚀孔隙为主(图6g-i),并发育少量的微裂缝,呈现“特低孔-特低渗”特征;“眼皮状”灰岩物性相对较好^[25, 93]。川东地区“眼皮状灰岩”孔隙度介于0.24%~6.98%(平均值为2.07%),渗透率介于 $(0 \sim 0.26) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$);“眼球状灰岩”孔隙度介于0.24%~3.41%(平均值为0.93%),渗透率介于 $(0 \sim 1.72) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)^[93]。蜀南威远地区眼皮状灰岩实测孔隙度介于0.47%~6.84%(平均孔隙度为2.91%),渗透率介于 $(0.01 \sim 14.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均渗透率为 $0.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),孔径介于2~50 nm;眼球状灰岩孔隙度为0.25%~3.23%(平均孔隙度为1.27%),渗透率介于 $(0 \sim 10.31) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均渗透率为 $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)^[100]。此外,分布于川北地区的孤峰段为深水斜坡-陆棚相沉积,其中发育的高TOC碳硅泥岩既可作为常规天然气藏的重要烃源岩,也是页岩气勘探的有利层系。孤峰段页岩储层储集空间以生物体腔孔、固态沥青内有机质孔、黄铁矿晶间孔、矿物颗粒晶间孔和微裂缝等为主,储集物性较好,厚度大于20 m的高TOC碳硅泥岩分布面积广阔,可达 $2.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,勘探潜力大^[101-103]。

3.2.2 中二叠统储层主控因素不明确

栖霞组孔隙型白云岩储层主要发育于北东向的台地边缘带,部分发育于环川中古隆起坡折带;茅口组孔隙型白云岩储层则发育在川中-川北地区的北西向台缘带,孔隙型灰岩储层发育在川南地区的凹陷边缘带,

非常规储层主要分布于南江-通江凹陷、广元-长寿凹陷和广元-旺苍海槽内^[23]。因此,构造-沉积分异是控制中二叠统储层分布的关键因素。在微-弱拉张构造背景下,隆凹相间的古地貌分异控制了沉积相带分异,进而决定了储层的分布^[2, 86, 104]。

栖霞一段沉积期,峨眉地幔柱已开始向上隆升,勉略洋持续俯冲,导致边界断裂逐渐活化。随着微拉张作用的持续进行,沿南江-通江和广元-蓬溪-长寿一线形成北西向的克拉通内凹陷,呈现“两台两凹”的沉积格局。凹陷内沉积含海泡石层系;紧邻凹陷的川东北和蜀南台地高部位形成颗粒滩,并围绕凹陷边缘发育带状分布的生屑滩,其中南侧滩体主要发育于遂宁和安岳等地,北侧滩体沿南部-南充-渠县一带发育^[2, 23]。栖霞二段沉积期继承了栖霞一段沉积期的“两台两凹”格局,以内缓坡沉积为主。受川西南峨眉地幔柱持续隆升和北缘勉略洋俯冲的影响,台地内部持续发生微拉张,凹陷向台地内部延伸;西缘继承性发育颗粒滩,在蜀南台地沿雅安-乐山-宜宾-兴文一线和安岳-威远-泸州一带发育颗粒滩,川中地区沿蓬溪-遂宁-武胜-合川一带也发育颗粒滩^[2, 23](图7)。

茅一段沉积期,在西南缘峨眉地幔柱抬升和北缘勉略洋俯冲的背景下,北西向断裂发生台阶状活动,川中地区差异性沉降强于川北地区,凹陷向南扩展,延续了栖霞期凹陷向台内延伸的趋势;“两台两凹”格局稳定发展,整体为中缓坡沉积,西南缘局部为内缓坡沉积,沿雅安-乐山-峨边一带发育少量颗粒滩,南江-通江凹陷和广元-长寿凹陷内大量沉积含海泡石层系^[2]。茅二下亚段沉积期,广元-长寿凹陷南段和中段逐渐消亡,“两台两凹”格局基本消失,但台地内部仍残余北西-南东向的小凹陷;川东北台地宣汉-开江一带,以及蜀南台地遂宁-安岳一带和资阳-威远一带发育孤立颗粒滩^[2]。茅二上亚段-茅四段沉积期进入弱拉张阶段,分异作用加剧,沉积格局发生重大转变,但仍呈北西-南东向。北部以斜坡-盆地相为主,形成非常规页岩储层,南部则为开阔台地相,川中地区沿剑阁-南部-长寿一线发育台缘滩,受频繁暴露溶蚀及白云石化作用改造,易形成孔隙型白云岩储层,盆地内部蓬溪、武胜和威远-泸州一带则形成台内滩^[2, 23, 86]。茅口组中上部则形成滩相岩溶储层(图7)。

目前,中二叠统储层研究亟待厘清储层发育主控因素这一科学问题^[105]:①孔隙型白云岩储层的白云石化流体来源与期次不清。在凉水条件下,同生期白云

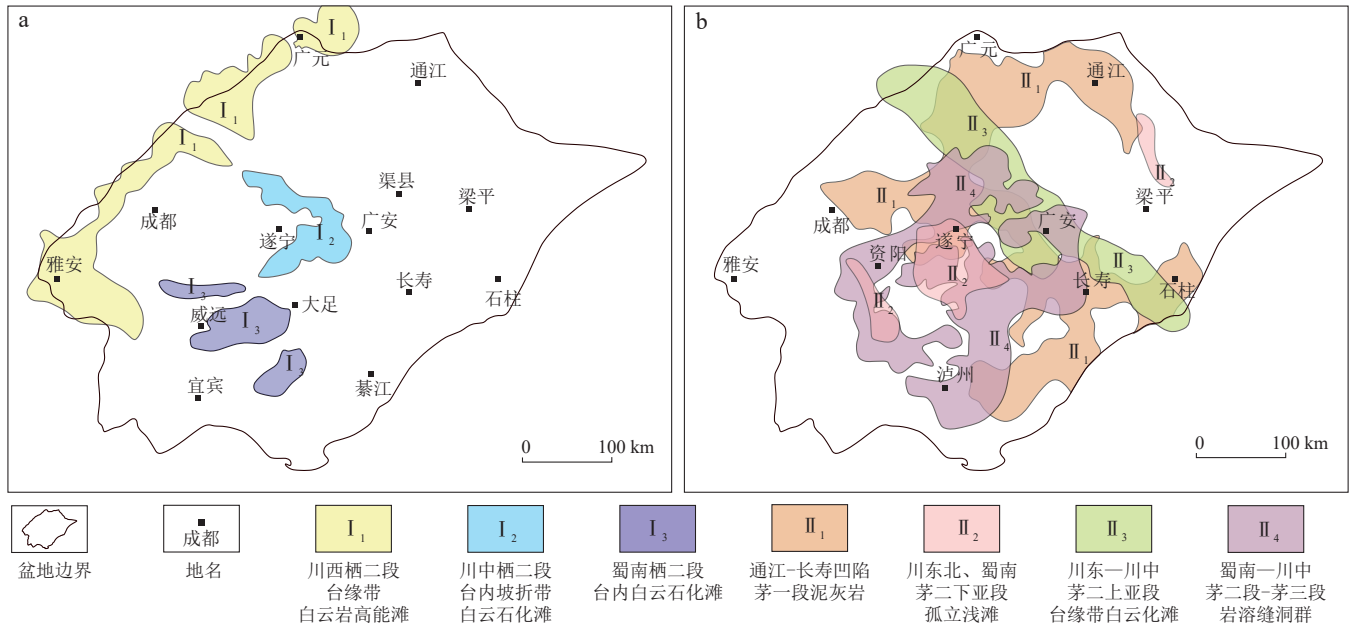


图7 四川盆地中二叠统不同层位有利储层平面分布(据文献[54]修改)

Fig. 7 Areal distribution of favorable reservoirs in different intervals of the Middle Permian, Sichuan Basin (modified after reference [54])

a. 栖霞组; b. 茅口组

石化作用受限,埋藏白云石化作用又受制于 Mg^{2+} 供给不足,导致白云石化不彻底,因而优质白云岩储层的分布规律难以外推。②孔隙型灰岩储层的灰岩基质孔隙保存机制不明^[106]。③岩溶型储层中高能生屑滩相、裂缝与表生岩溶的时-空耦合关系不明确,主控因素复杂。④非常规储层有机孔、黏土矿物收缩缝和粒缘缝的形成主控因素尚未明确。这些问题制约着中二叠统的油气勘探与开发。

3.3 四川盆地中二叠统气藏类型及成藏过程问题

基于经典的圈闭成因与油气封堵类型(即构造、地层-岩性和复合油气藏)^[107-111],四川盆地中二叠统油气藏可划分为构造气藏、岩性气藏、构造-岩性复合气藏和非常规气藏4类(表8)。构造气藏以元坝茅三段背斜气藏和蜀南茅二段一茅四段断背斜气藏为代表;岩性气藏以川中地区蓬莱气田NC1井区为代表;构造-岩性复合气藏以川西北双鱼石地区和川中栖霞组气藏、川中蓬莱气田龙女寺井区为代表;非常规气藏包括茅一段泥质灰岩气和茅三段(孤峰段)页岩气。

3.3.1 构造气藏

1) 背斜气藏

四川盆地中二叠统油气藏中,最典型的背斜气藏是川北元坝茅口组气藏。该气藏圈闭为九龙山大背斜

的一个次级背斜,构造高点位于Yb7井,闭合高度约60 m,该井获日产 $105.94 \times 10^4 m^3$ 的高产工业气流(图8)。元坝地区茅三段储层主要为岩溶缝洞储层,横向分布具有不连续性^[112],直接盖层为上覆吴家坪组底部泥岩,烃源岩主要来自吴家坪组底部泥岩^[74, 113]。储层横向非均质性造成运移通道的横向不连续,油气运移以短距离为主。受构造幅度控制,构造高部位茅口组储层受上覆吴家坪组烃源侧向供烃,背斜区有利储层的分布与规模控制了茅口组油气聚集^[72]。

目前该类气藏的勘探成果较少,主要与其特殊的生储盖类型有关,目前该类气藏应主要位于开江-梁平海槽两侧的背斜圈闭内。

2) 断背斜气藏

此类气藏主要分布于蜀南地区,最典型的特征是受主干断裂控制形成的断背斜圈闭(图9)。以蜀南地区为例,受喜马拉雅期构造运动影响,发育北东走向的断背斜圈闭,断层与背斜主体走向一致。储层主要为东吴期东吴岩溶不整合面之下的茅二段和茅三段溶蚀孔洞型灰岩,盖层为上覆吴家坪组泥质岩^[114-115]。断层向下延伸至龙马溪组乃至下寒武统,成为连接深层烃源的关键垂向输导通道,并与溶蚀缝洞共同形成流体运移通道,使志留系龙马溪组与茅一段烃源岩生成的油气向上运移,呈现为“下生上储”的成藏模式。

表8 四川盆地中二叠统气藏类型及特征

Table 8 Types and characteristics of the Middle Permian gas reservoirs in the Sichuan Basin

气藏类型	构造气藏		岩性气藏	构造-岩性复合气藏	非常规气藏	
	背斜	断背斜			泥质灰岩	页岩气
烃源特征	复杂,二叠系、龙马溪组、筇竹寺组和下伏气藏	复杂,二叠系、龙马溪组、筇竹寺组和下伏气藏	复杂,二叠系、龙马溪组、筇竹寺组和下伏气藏	复杂,二叠系、龙马溪组、筇竹寺组和下伏气藏	单一,茅一段	单一,孤峰段
储层特征	单一	复杂	单一	单一	单一	单一
盖层类型	上覆泥岩盖层	上覆泥岩盖层,断层侧向封闭	致密灰岩及上覆泥岩	致密灰岩	致密灰质泥岩	泥质岩
源-储接触关系	直接接触、间接接触	直接接触、间接接触	直接接触、间接接触	直接接触、间接接触	直接接触	直接接触
气-水关系	具统一边、底水	复杂,不完全具备统一边、底水	复杂,不具备统一边、底水	复杂,不具备统一边、底水	简单,受控于储层	复杂
压力系数	异常高压	复杂,从常压到异常高压	异常高压	异常高压	异常高压	异常高压
成藏模式	旁生侧储	断层输导+构造聚集	滩相白云岩岩性封堵	滩相白云岩+断层控藏	自生自储	连续性聚集
代表气藏	元坝茅口组	蜀南茅二段—茅四段	合川—武胜茅二段	双鱼石和高石梯-磨溪栖霞组	焦石坝茅一段	川东北茅三段(孤峰组)

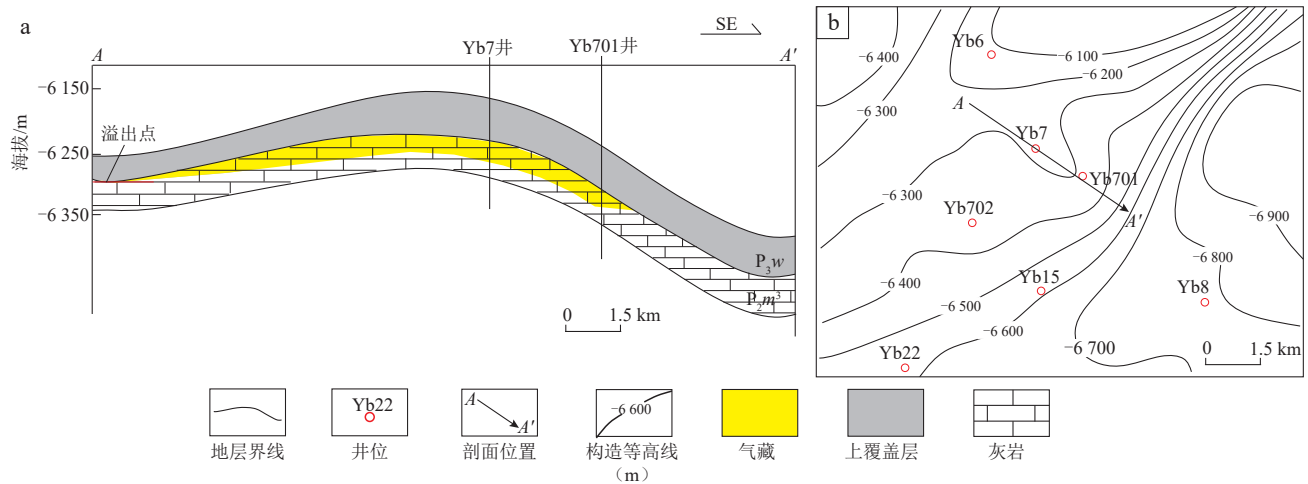


图8 四川盆地元坝地区中二叠统茅口组顶面构造剖面及平面图(据文献[113]简化)

Fig. 8 Structural cross-section and structural map of the top Maokou Formation of the Middle Permian in the Yuanba area, Sichuan Basin (simplified after reference [113])

a. 茅口组顶面构造剖面; b. 茅口组顶面构造平面图
P_{3w}. 上二叠统吴家坪组; P_{2m3}. 中二叠统茅口组三段

蜀南地区茅口组气藏气-水关系复杂。同一背斜构造范围内无统一的气-水界面;即使同一缝洞系统也常存在多个气-水界面;部分缝洞系统在开发过程中经历了产纯气、气-水同产、产纯气到再次气-水同产等多个反复过程^[114],可归纳为3种气-水分布模式,分别以宋家场、荔南桐和荷包场气藏为代表,其具体特征如下。

宋家场构造为两翼产状不对称的背斜,发育1个主高点和2个被断层切割的小高点(图9),构造内断层发育,断层走向与构造长轴斜交,闭合高度约320 m。

高产井主要位于主高点。投产前气井压力与海拔深度关系显示,压力梯度在海拔-2 550 m处出现交点,推断茅口组气藏在原始状态下可能具有统一的气-水界面,气-水界面海拔大致为-2 550 m^[116]。测试资料分析表明,构造高点沿长轴范围内各井均产工业纯气,较低部位的S7井为气-水同产井,S11井测试产水,低部位S10井为水井,整体上原始出水主要位于构造低部位。研究认为,宋家场茅口组气藏为典型的具有统一气-水界面的断背斜气藏。

荔南桐气田位于川南低陡褶皱带,华蓥山断裂带

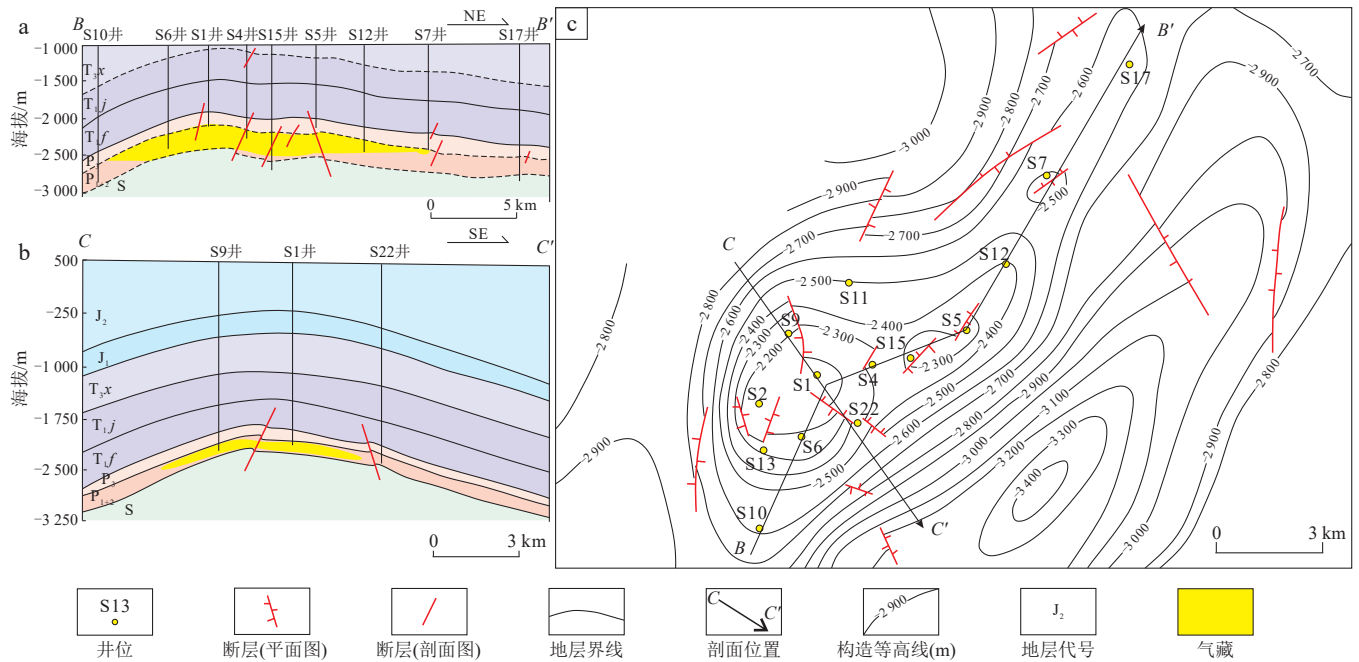


图9 四川盆地蜀南宋家场地区中二叠统茅口组顶面构造剖面及平面图(据文献[116]修改)

Fig. 9 Structural cross-section and structural map of the top Maokou Formation of the Middle Permian in the Songjiachang area, southern Sichuan Basin (modified after reference [116])

a. 茅口组顶面构造剖面(BB'); b. 茅口组顶面构造剖面(CC'); c. 茅口组顶面构造平面图

J₂. 中侏罗统; J₁. 下侏罗统; T_{3x}. 上三叠统须家河组; T_{3j}. 下三叠统嘉陵江组; T_{3f}. 下三叠统飞仙关组; P₃. 上二叠统; P₁₄₂. 中-下二叠统; S. 志留系

断上盘,褶皱强烈,断层发育。区内茅口组气藏可划分为4个主要裂缝圈闭系统。这4个裂缝系统气-水界面完全不同,水侵特征各异,甚至同一缝洞系统内气-水界面也不统一^[115]。生产动态与测试综合分析显示,该类裂缝系统具有类似底水的特征,底部地层水沿断层和裂缝发生纵向水窜,表现为构造高部位气井往往先受影响,具横侵型水侵模式。桐梓园裂缝系统则边水比较活跃,沿断层和裂缝从边部向高点逐渐侵入气藏。随着开采的进行,气-水关系逐渐变复杂^[115]。

杨柳等^[117]的研究表明,荷包场中二叠统构造为断层控制下的北西倾褶皱背斜,区内主要茅口组钻井多位于北东向断裂附近。储集空间和圈闭边界主要由裂缝和溶洞系统定义,气-水关系极为复杂。构造主体为一个向北东倾伏的缓单斜,在断裂处形成断背斜构造(B35井区和B37井区),闭合高度约50 m,是荷包场主要的产气区。受裂缝影响,深源气沿断裂运移至茅口组成藏(图10)。

综上所述,中二叠统断背斜气藏的核心特征是断层在气藏形成中起到了连接远源烃源的关键输导作用,而断背斜构造则提供了聚集油气的构造高点,二者与储、盖层有效匹配,使油气在断背斜中聚集成藏,共同构成“断层垂向-储层侧向输导”油

气系统。该类气藏在四川盆地分布广泛,但单个气藏规模往往受断背斜圈闭规模控制,储量通常较小。

3.3.2 岩性气藏

岩性气藏平面上主要分布于合川—武胜地区,纵向上发育在茅二下亚段,岩性以细晶云岩和灰质云岩为主。合川—武胜地区茅口组顶界为受华蓥山挤压影响形成的单斜构造,整体呈近华蓥山前东南部高、西北部低的特征,海拔较龙女寺地区高200~300 m;白云岩和灰质云岩储层连片分布,储集空间以溶蚀孔洞和晶间孔为主,孔隙度一般介于4.0%~8.5%,含云灰岩物性相对较差,孔隙度一般介于2.2%~3.6%。储层分布直接控制了气藏分布。该区构造圈闭不发育,断层均为近直立走滑断裂,纵向沟通多套源岩;因储层大面积连片分布且渗透性较好,断裂对气藏并无绝对控制作用。优质储层控制富集,一般白云岩储层厚度大于7 m、孔隙度大于4%的井均可以获得百万方高产。勘探实践证实,高产井与构造圈闭发育与否、构造位置高低、是否靠近断层均无明显关系(图11)。

此外,单个岩性圈闭具有相同的压力系数,一般在1.7~2.0,不同岩性圈闭压力系数不一致。从后期试

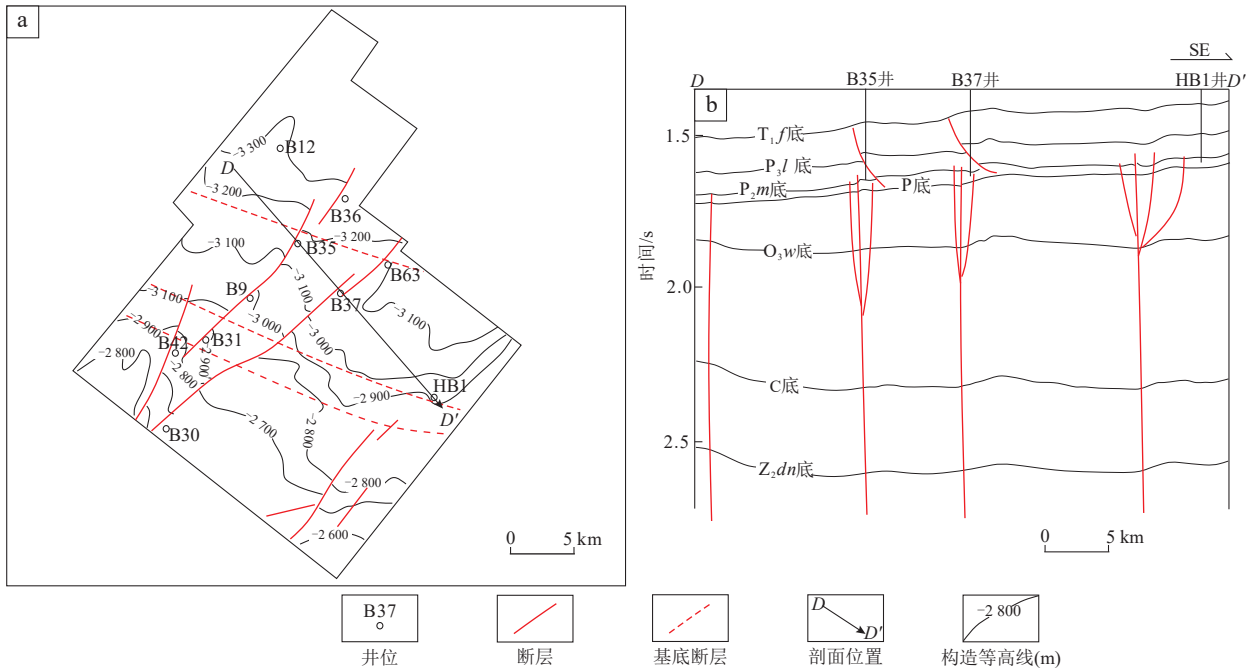


图 10 四川盆地荷包场地区中二叠统茅口组顶面构造平面及剖面图(据文献[117]简化)

Fig. 10 Structural map and cross-section of the top Maokou Formation of the Middle Permian in the Hebaochang area, Sichuan Basin (simplified after reference [117])

a. 茅口组顶面构造平面图; b. 茅口组顶面构造剖面

T_1f . 下三叠统飞仙关组; P_3l . 上二叠统龙潭组; P_2m . 中二叠统茅口组; O_3w . 上奥陶统五峰组; C. 石炭系; Z_2dn . 上震旦统灯影组.

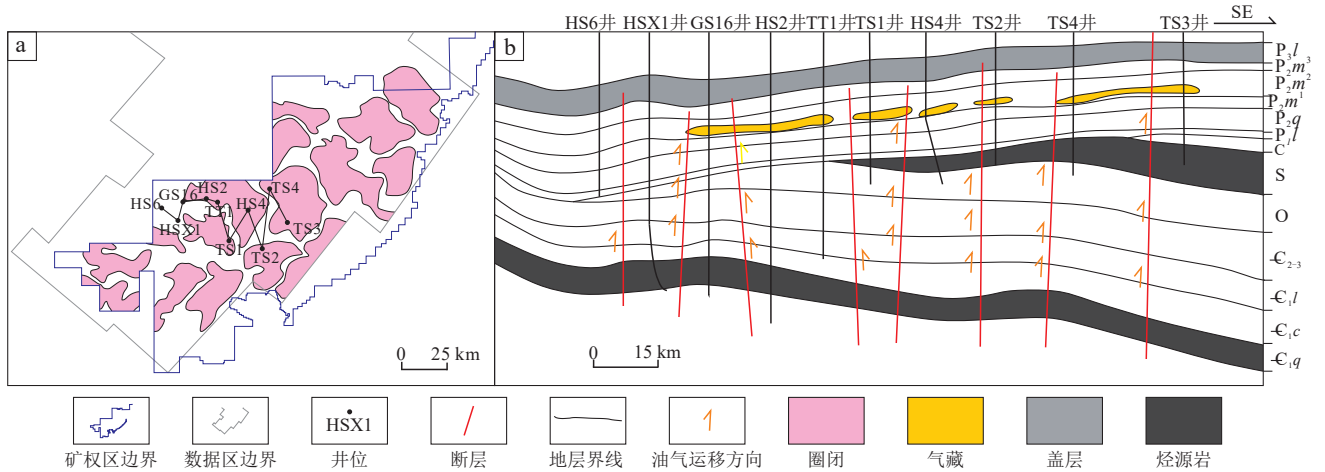


图 11 四川盆地合川—武胜地区茅口组岩性圈闭平面和剖面分布(据文献[91]修改)

Fig. 11 Distribution map and cross-section of lithologic traps in the Maokou Formation, Hechuan-Wusheng area, Sichuan Basin (modified after reference [91])

a. 茅口组岩性圈闭平面分布; b. 茅口组岩性圈闭剖面分布

P_3l . 上二叠统龙潭组; P_2m^3 . 中二叠统茅口组三段; P_2m^2 . 中二叠统茅口组二段; P_2m^1 . 中二叠统茅口组一段; P_2q . 中二叠统栖霞组; P_1l . 下二叠统梁山组; C. 石炭系; O. 奥陶系; C_{2-3} . 中-上寒武统; C_{1l} . 下寒武统龙王庙组; C_{1c} . 下寒武统沧浪铺组; C_{1q} . 下寒武统筇竹寺组

采效果看,岩性圈闭面积大,后期生产效果更好,一般日产气大于 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$,压力下降缓慢;面积较小的岩性圈闭,一般日产气 $(5 \sim 15) \times 10^4 \text{ m}^3$,压力下降相对较快。上述构造、储层、气藏主控因素、富集因素及生产特征均表明,合川—武胜地区气藏主要受岩性圈闭控

制,为连片分布的高压岩性气藏。

3.3.3 构造-岩性复合气藏

构造-岩性复合气藏的典型代表为川西北部双鱼石—中坝地区及川中地区高石梯—磨溪区块的栖霞组

气藏。

川西北部双鱼石地区位于下寒武统绵阳-长宁拉张槽之上,拉张槽中下寒武统优质烃源岩沉积厚度超过500 m,为该区上古生界成藏提供了充足的烃源(图12)。该区栖霞组受台缘滩相控制形成了大面积稳定分布的

储层基础;同时受加里东运动的影响奥陶系、上寒武统缺失,仅沉积有泥盆系,加上海西期和加里东期形成的大量烃源断层形成了良好的源-储匹配关系。上覆中三叠统发育厚层膏岩,保存条件好,区内断层均消失于厚层膏岩中,为形成气藏提供了良好的区域性保护条

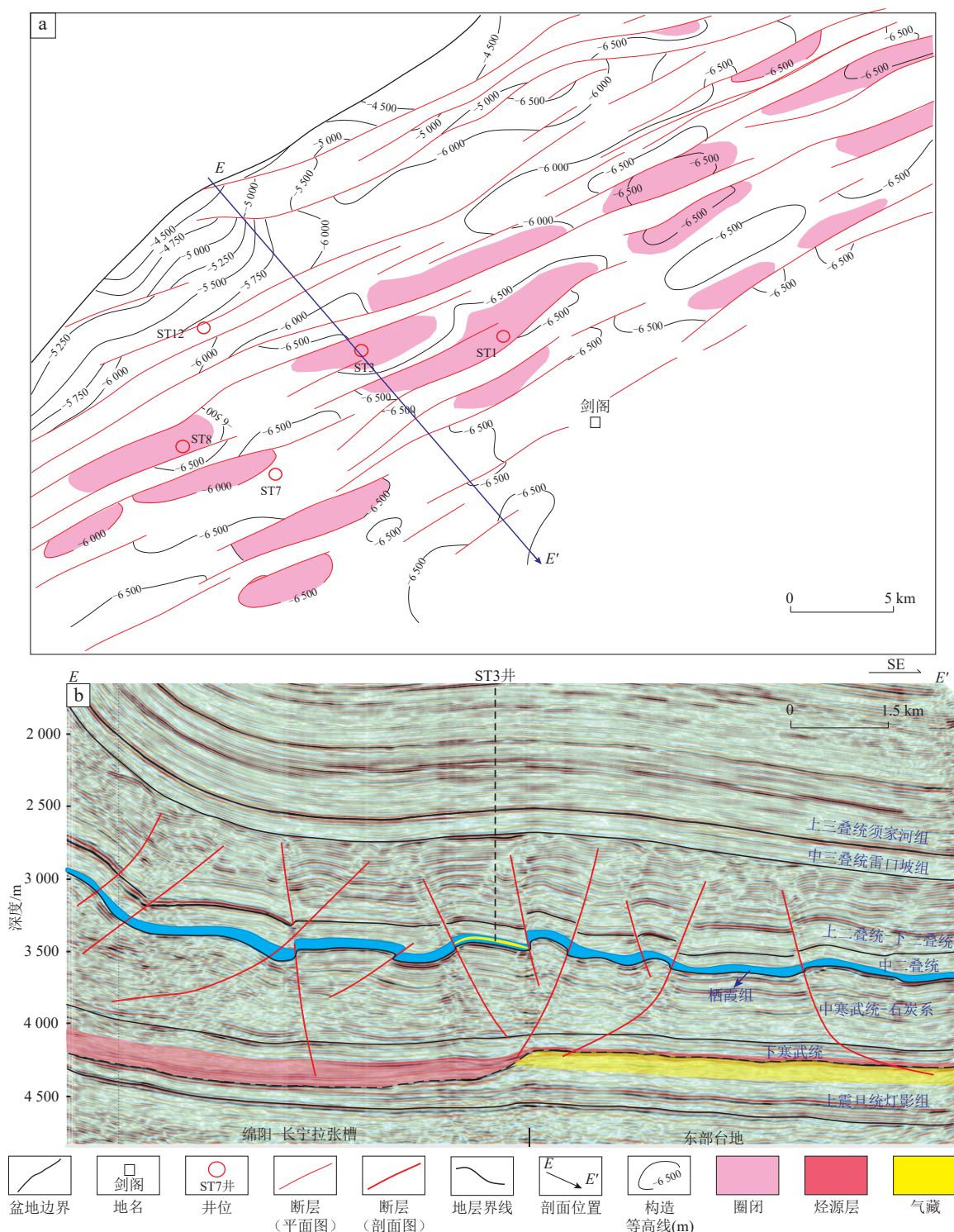


图12 四川盆地双鱼石地区栖霞组顶面构造平面及剖面图(据文献[118]修改)

Fig. 12 Structural map and cross-section of the top Qixia Formation in the Shuangyushi area, Sichuan Basin (modified after reference [118])

a. 栖霞组顶面构造平面图; b. 栖霞组顶面构造剖面

件;川西北部栖霞组在主要成油气高峰期处于古构造高部位,利于油气富集^[118]。隐伏前缘带古、今构造演化具有良好的继承性,双鱼石地区古、今构造叠合,是油气持续聚集成藏的有利区带。目前该区包括栖霞组在内的上古生界多个层系普遍含气,为气藏有利富集区。

受川西海盆与加里东末期残留古地貌共同控制,ST1井区栖霞组位于古地貌较高的强白云石化区域,白云岩储层分布稳定,储层发育位置、厚度和类型均可很好地对比。ST1井区东北方向(构造抬升方向)白云石化减弱,白云岩储层逐渐变薄,形成岩性封堵。栖霞组顶界构造高点位于北部地区,西北侧受断层封堵形成侧向遮挡,东北、西南侧栖霞二段云化滩体逐渐尖灭形成岩性遮挡,东南构造逐渐倾没,圈闭溢出点在东南侧最低构造圈闭线海拔-6 900 m处^[118]。井区内栖霞组气藏测试井的压力和气组分基本一致,尚未见明显底水和边水,气藏圈闭类型为岩性边界、控藏断层和构造线共同控制形成的构造-岩性复合圈闭。

3.3.4 非常规气藏

非常规气主要分布于川东南和川南地区的茅一段及川东北地区的孤峰组。

茅一段储层以“眼球状”泥晶灰岩、泥质灰岩和生屑灰岩为特征,其烃源岩为富有机质的眼皮状泥岩和泥质灰岩,构成典型的自生自储型气藏。以川东焦石坝构造的茅一段气藏为例,其生、储层均位于茅一段同一层内,该段泥质灰岩累计厚度达40~80 m,平面分布较为稳定。其中,JY66-1井和LS1井处其区域厚度最大,向东西两侧逐渐减薄。储层为该段内发育的泥质灰岩,储层以灰岩微裂缝与溶蚀孔隙构成主要输导

体系,烃源由周缘茅一段泥质岩供给,同时泥质岩也构成封闭层,形成自生自储的成藏组合类型。

早三叠世末期—中三叠世,茅一段烃源岩开始生油并充注至“眼球状”灰岩内^[25];中三叠世末—早侏罗世,海泡石开始向滑石等矿物转化,形成收缩孔(缝);早侏罗世末—中侏罗世,有机质孔大量发育,海泡石向滑石转化过程中形成成岩收缩孔(缝),生成的油气在层内原位聚集,少量裂解生成的天然气沿成岩收缩缝进行扩散,储集于黏土矿物转化形成的成岩收缩孔中;中侏罗世末—中白垩世,天然气大量生成,有机质孔隙和成岩收缩孔发育,最终形成茅一段源-储共生、近源成储的气藏^[22]。

川东北孤峰组在开江-梁平海槽内作为深水沉积地层广泛分布,主要由黑色薄层状碳质泥岩、薄-中层状碳质泥灰岩和薄层状硅质岩构成,厚度约5~25 m。目前4口井揭示其台盆相页岩的TOC介于0.76%~27.10%(平均值为9.82%),其中TOC大于3.00%的样品占比达88.4%。该地层处于高成熟-过成熟阶段。孤峰组孔隙度约为5.00%,在高TOC和生物硅协同作用下,形成非常规页岩储层,与龙马溪组类似,属于连续性储层^[119]。

四川盆地中二叠统气藏与深层震旦系灯影组气藏相比具有以下特征(表9):①储层更为多元。区别于灯影组相对单一的白云岩储层,中二叠统气藏除大型台缘相控白云岩储层外,还发育弱云化灰岩和生屑灰岩储集体。②断裂输导及控藏更强。区别于震旦系灯影组大型整装气藏,中二叠统气藏受控于烃源的近源和远源供给,因此断层发育特征使得气藏输导及地层侧向对接封闭条件复杂,气-水关系更复杂,压力系数变化大,局部高产、局部散失并存。③流体性质更多

表9 四川盆地中二叠统气藏与震旦系灯影组气藏特征对比

Table 9 Comparison of characteristics between the Middle Permian gas reservoirs and the Sinian Dengying Formation gas reservoirs in the Sichuan Basin

气藏类型	中二叠统气藏	震旦系灯影组气藏
烃源特征	复杂,包括吴家坪组、茅一段、龙马溪组和筇竹寺组等四套主要烃源岩,可能还包含下伏古油气藏。	单一,筇竹寺组为主要烃源岩 ^[121]
储层特征	复杂,白云岩、弱云化灰岩、生屑灰岩和云质灰岩等储集体	简单,为白云岩
源-储关系	复杂,直接接触、间接接触,旁生侧储、下生上储和跨层运移下生上储等	简单,直接接触,旁生侧储
圈闭类型	多样,构造圈闭、岩性圈闭和复合圈闭	相对简单,主要以构造圈闭为主
构造特征	复杂,夹持于下三叠统和下志留统两套滑脱层之间,变形较强	相对简单,受下寒武统泥岩滑脱层的影响,灯影组变形较弱
输导体系	断裂和顶部不整合面输导体系	顶部不整合面输导体系
流体性质	复杂,干气,但煤型气、油型气和混合气均有	简单,干气且为油裂解气
气藏储量	目前发现超过50个气藏,总探明储量近 $0.40 \times 10^{12} \text{ m}^3$	目前主要发现威远、高石梯和北斜坡地区气藏,总探明储量约 $1.01 \times 10^{12} \text{ m}^3$

样。灯影组几乎都是极干的高成熟原油裂解气,但中二叠统存在煤型气、油型气和混合气共存。④成藏机制更复杂。中二叠统烃源来源多样,且除上二叠统吴家坪组和茅一段烃源岩属直接接触外(这2套烃源岩又非全盆地发育),其他烃源岩均与储层相距甚远;气藏多数属于晚期调整气藏。灯影组气藏烃源岩较为单一,烃源岩与储层直接接触且烃源岩沿绵阳-长宁拉张槽发育^[120-121]。尽管二者都经历了多期构造调整,但中二叠统气藏的成藏机制更复杂。

综上所述,四川盆地中二叠统气藏具有储层类型多、圈闭类型杂、远源-近源-源内成藏并存及气田分布散的常规-非常规油气相伴特征。

4 结论

1) 四川盆地中二叠统具有3项独特地质特征:①处于微拉张-弱拉张构造环境,呈现“两台两凹”沉积格局;②主要为典型凉水沉积环境;③发育含海泡石层系。

2) 四川盆地中二叠统油气勘探面临3大关键地质问题:①主力烃源岩和优质输导体系问题;②优质储层类型、成因和分布问题;③气藏类型、特征和成藏过程问题。

3) 四川盆地中二叠统气藏具有储层类型多、圈闭类型复杂、远源-近源-源内共存及气田分布分散的特点,常规油气与非常规油气相伴生。

参 考 文 献

- [1] 张宇,曹清古,罗开平,等.四川盆地二叠系茅口组油气藏勘探发现与启示[J].石油与天然气地质,2022,43(3): 610-620.
ZHANG Yu, CAO Qinggu, LUO Kaiping, et al. Reservoir exploration of the Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and enlightenment obtained [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43 (3): 610-620.
- [2] 刘树根,文龙,宋金民,等.四川盆地中二叠统构造-沉积分异与油气勘探[J].成都理工大学学报(自然科学版),2022,49(4): 385-413.
LIU Shugen, WEN Long, SONG Jinmin, et al. Sedimentary topography and tectonic differentiation on the Middle Permian platform and hydrocarbon exploration in Sichuan Basin, SW China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2022, 49(4): 385-413.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 杨雨,文龙,周刚,等.四川盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J].石油学报,2023,44(12): 2045-2069.
YANG Yu, WEN Long, ZHOU Gang, et al. New fields, new types and resource potentials of hydrocarbon exploration in Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2045-2069.
- [6] 宋金民,江青春,刘树根,等.四川盆地中二叠统茅口组一段含海泡石层系古环境与沉积格局指示意义[J].石油学报,2024,45(6): 914-931.
SONG Jinmin, JIANG Qingchun, LIU Shugen, et al. Paleoenvironment and sedimentary significances of sepiolite-containing succession in the first member of Middle Permian Maokou Formation, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(6): 914-931.
- [7] 宋金民,王佳蕊,刘树根,等.含海泡石层系泥质灰岩中自生黏土矿物的类型、组成与成岩演化过程——以川东地区中二叠统茅口组茅一段为例[J].石油勘探与开发,2024,51(2): 311-322.
SONG Jinmin, WANG Jiarui, LIU Shugen, et al. Types, composition and diagenetic evolution of authigenic clay minerals in argillaceous limestone of sepiolite-bearing strata: a case study of Mao-1 member of Middle Permian Maokou Formation, eastern Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 311-322.
- [8] 兰雨龙,李洪玺,吴畏,等.四川盆地丹凤场地区二叠系茅口组岩溶储层主控因素和有利区评价[J].大庆石油地质与开发,2026,45(2): 22-34.
LAN Yulong, LI Hongxi, WU Wei, et al. Main controlling factors and favorable area evaluation of Permian Maokou Formation karst reservoir in Danfengchang area of Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2026, 45 (2): 22-34.
- [9] 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.
- [10] 陈轩,赵文智,张利萍,等.川中地区中二叠统构造热液白云岩的发现及其勘探意义[J].石油学报,2012,33(4): 562-569.
CHEN Xuan, ZHAO Wenzhi, ZHANG Liping, et al. Discovery and exploration significance of structure-controlled hydrothermal dolomites in the Middle Permian of the central Sichuan Basin [J].

- Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 562-569.
- [11] 文龙, 罗冰, 杨文杰, 等. 四川盆地中二叠统茅口组构造-岩相古地理特征及有利储集区带分布[J]. 古地理学报, 2025, 27(4): 1044-1063.
- WEN Long, LUO Bing, YANG Wenjie, et al. Tectonic-lithofacies palaeogeographic characteristics and distribution of favorable reservoir zones of the Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin, China[J]. Journal of Palaeogeography, 2025, 27(4): 1044-1063.
- [12] 四川油气区石油地质志编写组 编. 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: 82-90.
- Petroleum Geology Compilation Group of Sichuan Oil and Gas Province. Petroleum geology of China, Vol. 10: Sichuan oil and gas regions[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [13] 杨跃明, 杨雨, 文龙, 等. 四川盆地中二叠统天然气勘探新进展与前景展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 10-22.
- YANG Yueming, YANG Yu, WEN Long, et al. New exploration progress and prospect of Middle Permian natural gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 10-22.
- [14] 李素华, 贾霍甫, 卢齐军, 等. 四川盆地西南部茅口组岩溶储层分布及成藏特征[J]. 特种油气藏, 2025, 32(4): 50-57.
- LI Suhua, JIA Huofu, LU Qijun, et al. Distribution and hydrocarbon accumulation characteristics of Maokou Formation karst reservoirs in southwestern Sichuan Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2025, 32(4): 50-57.
- [15] 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.
- [16] 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 beach 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.
- [17] 文龙, 汪华, 徐亮, 等. 四川盆地西部中二叠统栖霞组天然气成藏特征及主控因素[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 68-81.
- WEN Long, WANG Hua, XU Liang, et al. Characteristics and main controlling factors of gas accumulation of the Middle Permian Qixia Formation in western Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 68-81.
- [18] 彭军, 刘芳兰, 张连进, 等. 川中龙女寺地区中二叠统茅口组储层特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1337-1354.
- PENG Jun, LIU Fanglan, ZHANG Lianjin, et al. Characteristics and main controlling factors of reservoirs in the Middle Permian Maokou Formation, Longnvsi area, central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1337-1354.
- [19] ZHENG Chao, ZHANG Benjian, LI Rongrong, et al. Facies-controlled prediction of dolomite reservoirs in the Middle Permian Qixia Formation in Shuangyushi, northwestern Sichuan Basin[J]. Energy Geoscience, 2024, 5(2): 100230.
- [20] 谢继容, 罗冰, 张玺华, 等. 四川盆地川中地区龙女寺茅口组白云岩气田勘探发现及其意义[J]. 石油学报, 2025, 46(4): 661-675, 742.
- XIE Jirong, LUO Bing, ZHANG Xihua, et al. Exploration and discovery of the Maokou Formation dolomite gas field in Longnvsi area of central Sichuan Basin and its significance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(4): 661-675, 742.
- [21] 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.
- [22] 胡东风, 王良军, 张汉荣, 等. 碳酸盐岩烃源岩气藏的发现及其油气地质意义——以四川盆地涪陵地区中二叠统茅口组一段气藏为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 23-33.
- HU Dongfeng, WANG Liangjun, ZHANG Hanrong, et al. Discovery of carbonate source rock gas reservoir and its petroleum geological implications: a case study of the gas reservoir in the first member of Middle Permian Maokou Formation in the Fuling area, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 23-33.
- [23] 宋金民, 刘树根, 李智武, 等. 四川盆地中二叠统油气成藏模式与有利勘探区分布[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 54-71.
- SONG Jinmin, LIU Shugen, LI Zhiwu, et al. Accumulation model and favorable exploration area distribution of the Middle Permian oil and gas in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 54-71.
- [24] 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.
- [25] 何贵松, 孙斌, 高玉巧, 等. 川东南地区二叠系茅口组一段非常规天然气富集高产主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(2): 362-373.
- HE Guisong, SUN Bin, GAO Yuqiao, et al. Main factors controlling unconventional gas enrichment and high production in the first member of Permian Maokou Formation, southeastern Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 362-373.

- [26] 文龙, 陈安清, 侯明才, 等. 上扬子地区中二叠世茅口期构造-沉积分异转换及海相全领域油气勘探前景[J]. 天然气工业, 2025, 45(10): 30-41.
WEN Long, CHEN Anqing, HOU Mingcai, et al. Tectonic-sedimentary differentiation transition during the Maokou period of Middle Permian and all-round marine oil and gas exploration prospect in the Upper Yangtze region[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(10): 30-41.
- [27] 范建平, 宋金民, 江青春, 等. 川东地区中二叠统茅口组一段储层特征与形成模式[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1413-1430.
FAN Jianping, SONG Jinmin, JIANG Qingchun, et al. Reservoir characteristics and development model of the Middle Permian Mao-1 Member in eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1413-1430.
- [28] 刘树根, 王一刚, 孙玮, 等. 拉张槽对四川盆地海相油气分布的控制作用[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2016, 43(1): 1-23.
LIU Shugen, WANG Yigang, SUN Wei, et al. Control of intracratonic sags on the hydrocarbon accumulations in the marine strata across the Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2016, 43(1): 1-23.
- [29] 刘树根, 邓宾, 孙玮, 等. 四川盆地是“超级”的含油气盆地吗?[J]. 西华大学学报(自然科学版), 2020, 39(5): 20-35.
LIU Shugen, DENG Bin, SUN Wei, et al. May Sichuan basin be a super petroliferous basin? [J]. Journal of Xihua University (Natural Science Edition), 2020, 39(5): 20-35.
- [30] ZHANG Anqi, GUO Zhen, AFONSO J C, et al. Mantle plume-lithosphere interactions beneath the Emeishan large igneous province [J]. Geophysical Research Letters, 2024, 51(2): e2023GL106973.
- [31] XIAO Di, HUANG Tianhai, XU Qiang, et al. Two pulsed activities of the Emeishan large igneous province in southwestern China inferred from dolomite U-Pb geochronology and significance [J]. Geological Society of America Bulletin, 2024, 136(9/10): 3977-3992.
- [32] XIONG Ying, SHI Kaibo, LIU Bo, et al. Multi-structural limestone-marl alternations from the Permian of northwestern Yangtze Craton: petrogenesis and environmental-tectonic implications[J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2025, 667: 112871.
- [33] 谭万仓, 王显东, 李强, 等. 四川盆地中—北部中二叠统构造-沉积分异作用与油气勘探方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2025, 44(2): 28-37.
TAN Wancang, WANG Xiandong, LI Qiang, et al. Middle permian tectono-depositional differentiation and oil and gas exploration direction in northern-central Sichuan basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2025, 44(2): 28-37.
- [34] 陈友智, 臧殿光, 胡刚, 等. 晚二叠世长兴期四川盆地构造格局及油气地质意义[J]. 地学前缘, 2025, 32(5): 28-37.
CHEN Youzhi, ZANG Dianguang, HU Gang, et al. Tectonic framework and oil-gas geological significance of Late Permian Changxing Period in Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2025, 32(5): 28-37.
- [35] 王兴志, 李博, 杨西燕, 等. 四川盆地北部中二叠世晚期“广元—旺苍”海槽特征及其油气地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 562-574.
WANG Xingzhi, LI Bo, YANG Xiyan, et al. Characteristics of “Guangyuan-Wangcang” trough during late middle permian and its petroleum geological significance in northern Sichuan basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 562-574.
- [36] 郭杰, 肖笛, 罗冰, 等. 川东地区中二叠世茅口组台-槽分异演化及常规-非常规天然气勘探有利区新发现[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(1): 192-210.
GUO Jie, XIAO Di, LUO Bing, et al. Platform-trough differential evolution and recent findings on conventional and unconventional natural gas play fairways in the Middle Permian Maokou Formation, eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 192-210.
- [37] JAMES NOEL P. Carbonates in a cold ocean; the evolving paradigm[D]. Calgary, Canada: Queen’s University, 2016.
- [38] ROBIN G C. Volume 12: carbonate sediments and their diagenesis[M]. Amsterdam: Elsevier, 1972: 658.
- [39] 范建平, 宋金民, 刘树根, 等. 四川盆地中二叠统茅一段灰岩—泥质灰岩韵律层古温度演化及驱动机制[J]. 石油实验地质, 2023, 45(4): 726-738.
FAN Jianping, SONG Jinmin, LIU Shugen, et al. Paleotemperature evolution and its driving mechanism during the formation of limestone-marl alternations in first member of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(4): 726-738.
- [40] 宋金民, 刘树根, 郭嘉欣, 等. 四川盆地中二叠统茅口组一段凉水沉积特征与沉积模式[J]. 沉积学报, 2025, 43(5): 1728-1742.
SONG Jinmin, LIU Shugen, GUO Jiaxin, et al. Depositional characteristics and model of cool-water environment in middle permian mao-1 member, Sichuan basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2025, 43(5): 1728-1742.
- [41] CHAVE K E. Recent carbonate sediments-an unconventional view [J]. Journal of Geological Education, 1967, 15(5): 200-204.
- [42] 贾承造, 张杰, 沈安江, 等. 非暖水碳酸盐岩: 沉积学进展与油气勘探新领域[J]. 石油学报, 2017, 38(3): 241-254.
JIA Chengzao, ZHANG Jie, SHEN Anjiang, et al. Non-tropical carbonate: progress in sedimentology and new field of petroleum exploration[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(3): 241-254.
- [43] MELIS R, SALVI G. Foraminifer and ostracod occurrence in a cool-water carbonate factory of the Cape Adare (Ross Sea, Antarctica): a key lecture for the climatic and oceanographic variations in the last 30,000 years [J]. Geosciences, 2020, 10(10): 413.
- [44] 翟常博, 林良彪, 尤东华, 等. 川西南地区中二叠统茅口组一

- 段沉积微相特征及有机质富集模式[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 440-456.
- ZHAI Changbo, LIN Liangbiao, YOU Donghua, et al. Sedimentary microfacies characteristics and organic matter enrichment pattern of the 1st member of the Middle Permian Maokou Formation, southwestern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 440-456.
- [45] 张庄, 宋晓波, 苏成鹏, 等. 四川盆地中二叠统茅口组一段岩石微相特征及储层成因——以华蓥山二崖剖面为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(3): 405-414.
- ZHANG Zhuang, SONG Xiaobo, SU Chengpeng, et al. Characteristics of rock microfacies and reservoir genesis of the first Member of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin: A case study of Erya section of Huaying Mountain [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(3): 405-414.
- [46] 张赫驿, 杨帅, 张玺华, 等. 川东地区中二叠统茅口组沉积微相与环境演变——以重庆市武隆区羊角剖面为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 457-470.
- ZHANG Heyi, YANG Shuai, ZHANG Xihua, et al. Sedimentary microfacies and environmental evolution of the Middle Permian Maokou Formation in the eastern Sichuan Basin: a case study of the Yangjiao section in Wulong District, Chongqing, China [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 457-470.
- [47] ZHENG Youye, XU Rongke, WANG Chengyuan, et al. The first discovery of Permian conodont fauna from peri-Gondwana cool water facies in Tibet, China [J]. Chinese Science Bulletin, 2007, 52(9): 1231-1237.
- [48] MATYSIK M, STEMMERIK L, OLAUSSEN S, et al. Diagenesis of spiculites and carbonates in a Permian temperate ramp succession-Tempelfjorden Group, Spitsbergen, Arctic Norway [J]. Sedimentology, 2018, 65(3): 745-774.
- [49] SAKINEH A. Guadalupian cool versus warm water deposits in central Iran: a record of the Capitanian Kamura event [J]. Geological Magazine, 2019, 156(3): 430-446.
- [50] CHEN Bo, JOACHIMSKI M M, SHEN Shuzhong, et al. Permian ice volume and palaeoclimate history: oxygen isotope proxies revisited [J]. Gondwana Research, 2013, 24(1): 77-89.
- [51] REIJMER J J G. Marine carbonate factories: review and update [J]. Sedimentology, 2021, 68(5): 1729-1796.
- [52] 苏旺, 江青春, 陈志勇, 等. 冷水碳酸盐岩研究现状与展望 [J]. 海相油气地质, 2017, 22(1): 1-13.
- SU Wang, JIANG Qingchun, CHEN Zhiyong, et al. Cool-water carbonates: a review of the current status and prospects [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2017, 22(1): 1-13.
- [53] 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.
- [54] 宋金民, 刘树根, 金鑫, 等. 四川盆地中二叠统含海泡石层系源储组合新模式及其油气勘探新领域 [J]. 成都理工大学学报 (自然科学版), 2022, 49(2): 129-149.
- SONG Jinmin, LIU Shugen, JIN Xin, et al. A new model of source-reservoir association and new fields of oil and gas exploration in the middle Permian sepiolite bearing strata, Sichuan Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2022, 49(2): 129-149.
- [55] TOSCA N J, MASTERS A L. Chemical controls on incipient Mg-silicate crystallization at 25 °C: implications for early and late diagenesis [J]. Clay Minerals, 2014, 49(2): 165-194.
- [56] BALDERMANN A, MAVROMATIS V, DIETZEL M. Formation of hydrous Mg-silicates at low temperatures: new insights from sepiolite precipitation experiments [C]//19th European Geosciences Union General Assembly. Vienna, Austria: EGU, 2017: EGU2017-4349-1.
- [57] LI Su, YAO Xu, ZHOU Yaoqi, et al. The Silicon isotopes of Permian biogenic cherts from the South China unveils marine silicon cycle response to the termination process of late Paleozoic Ice Age [J]. Global and Planetary Change, 2025, 251: 104821.
- [58] GÜVEN N, CARNEY L L. The hydrothermal transformation of sepiolite to stevensite and the effect of added chlorides and hydroxides [J]. Clays and Clay Minerals, 1979, 27(4): 253-260.
- [59] 王一刚, 文应初, 洪海涛, 等. 四川盆地开江-梁平海槽内发现大隆组 [J]. 天然气工业, 2006, 26(9): 32-36.
- WANG Yigang, WEN Yingchu, HONG Haitao, et al. Dalong formation found in Kaijiang-Liangping oceanic trough in the Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(9): 32-36.
- [60] TRIBOVILLARD N, ALGEO T J, LYONS T, et al. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: an update [J]. Chemical Geology, 2006, 232(1/2): 12-32.
- [61] ALGEO T J, TRIBOVILLARD N. Environmental analysis of paleoceanographic systems based on molybdenum-uranium covariation [J]. Chemical Geology, 2009, 268(3/4): 211-225.
- [62] MACHEL H G. Concepts and models of dolomitization: a critical reappraisal [J]. Geological Society, London, Special Publications, 2004, 235(1): 7-63.
- [63] JIN Xin, SONG Jinmin, LIU Shugen, et al. Three-terraced evaporated ramp model for differentiation of the massive dolomitization process: insights from the Lower Cambrian Longwangmiao Formation in the Sichuan Basin [J]. Advances in Geo-Energy Research, 2025, 15(3): 216-229.
- [64] 张力钰, 尤东华, 李蓉, 等. 川南中二叠统茅口组一段镁质黏土矿物及其对孔隙的影响 [J]. 石油实验地质, 2025, 47(5): 974-987.
- ZHANG Liyu, YOU Donghua, LI Rong, et al. Magnesian clay minerals and their influence on pores in the first member of Middle Permian Maokou Formation, southern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(5): 974-987.
- [65] 白晓亮, 陈燕萍, 彭思桥, 等. 川中高磨地区中二叠统栖霞组

- 天然气成藏条件及过程[J]. 天然气勘探与开发, 2023, 46(4): 80-90.
- BAI Xiaoliang, CHEN Yanping, PENG Siqiao, et al. Geological conditions and process of gas accumulation in Middle Permian Qixia Formation, Gaoshiti-Moxi area, central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2023, 46(4): 80-90.
- [66] 高兆龙, 李跃杰, 张玺华, 等. 蜀南地区中二叠统茅口组油气成藏演化与气藏分布规律[J]. 天然气地球科学, 2025, 36(2): 307-321.
- GAO Zhaolong, LI Yuejie, ZHANG Xihua, et al. Evolution of oil and gas formation and distribution of gas reservoirs in the Middle Permian Maokou Formation of Shunan area [J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(2): 307-321.
- [67] 谢增业, 杨春龙, 董才源, 等. 四川盆地中泥盆统和中二叠统天然气地球化学特征及成因[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(4): 447-461.
- XIE Zengye, YANG Chunlong, DONG Caiyuan, et al. Geochemical characteristics and genesis of Middle Devonian and Middle Permian natural gas in Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(4): 447-461.
- [68] 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): 18-23, 31.
- DONG Caiyuan, XIE Zengye, ZHU Hua, et al. New understanding of gas source and accumulation model of Middle Permian in central Sichuan Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2017, 32(4): 18-23, 31.
- [69] 孙奕婷, 田兴旺, 马奎, 等. 川西北地区双鱼石气藏中二叠统天然气碳氢同位素特征及气源探讨[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(10): 1477-1486.
- SUN Yiting, TIAN Xingwang, MA Kui, et al. Carbon and hydrogen isotope characteristics and source of natural gas in Shuangyushi gas reservoir, northwestern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(10): 1477-1486.
- [70] 谢增业, 魏国齐, 李剑, 等. 四川盆地川中隆起带震旦系一二叠系天然气地球化学特征及成藏模式[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 50-67.
- XIE Zengye, WEI Guoqi, LI Jian, et al. Geochemical characteristics and accumulation pattern of gas reservoirs of the Sinian-Permian in central Sichuan uplift zone, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 50-67.
- [71] 刘羿玲. 川西北部地区中二叠统茅口组天然气成藏研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- LIU Yiling. Research on natural gas accumulation in the Middle Permian Maokou Formation in northwestern Sichuan [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [72] 姜智利, 朱祥. 四川盆地元坝地区二叠系茅口组油气成藏特征及主控因素[J]. 石油实验地质, 2022, 44(4): 639-646.
- JIANG Zhili, ZHU Xiang. Hydrocarbon accumulation characteristics and main controlling factors for Permian Maokou Formation in Yuanba area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(4): 639-646.
- [73] 朱玉环, 戴鸿鸣, 胡欣, 等. 川西北地区九龙山气田飞仙关组天然气成因及来源分析[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(3): 484-493.
- ZHU Yuhuan, DAI Hongming, HU Xin, et al. Origin and source analysis of natural gas in Feixianguan Formation of Jiulongshan gas field in northwestern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(3): 484-493.
- [74] 何佳玲, 田亚铭, 朱祥, 等. 川西北地区二叠系茅口组气藏天然气地球化学特征及来源分析[J]. 地质找矿论丛, 2025, 40(1): 63-72.
- HE Jialing, TIAN Yaming, ZHU Xiang, et al. Geochemical characteristics and source analysis of natural gas in Middle Permian Maokou formation in Northwest Sichuan Province [J]. Contributions to Geology and Mineral Resources Research, 2025, 40(1): 63-72.
- [75] 徐云强. 川西南地区中二叠统栖霞组成藏模式研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2022.
- XU Yunqiang. Study on gas accumulation mode of the middle Permian Qixia formation in southwest Sichuan basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2022.
- [76] 陈延贵, 焦勇飞, 陈骁, 等. 川中栖霞组天然气地球化学特征与混源比例定量判识[J]. 天然气地球科学, 2025, 36(4): 677-688.
- CHEN Yangui, JIAO Yongfei, CHEN Xiao, et al. Quantitative assessment of natural gas geochemical characteristics and mixed source contributions in the Qixia Formation, central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(4): 677-688.
- [77] 冯栋栋, 魏研, 李长志, 等. 四川盆地中部上二叠统长兴组天然气来源[J]. 天然气地球科学, 2025, 36(6): 1115-1129.
- FENG Dongdong, WEI Yan, LI Changzhi, et al. Natural gas sources of the Upper Permian Changxing Formation in the central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(6): 1115-1129.
- [78] 郭旭升, 黄仁春, 张殿伟, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩全油气系统成藏特征与有序分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 743-758.
- GUO Xusheng, HUANG Renchun, ZHANG Dianwei, et al. Hydrocarbon accumulation and orderly distribution of whole petroleum system in marine carbonate rocks of Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 743-758.
- [79] 张庄, 宋晓波, 苏成鹏, 等. 四川盆地中二叠统茅口组一段岩石微相特征及储层成因——以华蓥山二崖剖面为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(3): 405-414.
- ZHANG Zhuang, SONG Xiaobo, SU Chengpeng, et al. Characteristics of rock microfacies and reservoir genesis of the first Member of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin: A case study of Erya section of Huaying Mountain [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(3): 405-414.
- [80] 陶士振, 杨怡青, 张功成, 等. 跨圈层油气系统与石油地质学发展新方向[J]. 地学前缘, 2025, 32(5): 205-219.
- TAO Shizhen, YANG Yiqing, ZHANG Gongcheng, et al. The

- trans-spheric petroleum system and the new development direction of Petroleum Geology[J]. *Earth Science Frontiers*, 2025, 32(5): 205–219.
- [81] 李素华, 卢齐军, 胡昊, 等. 四川盆地西南部井研地区二叠系茅口组断溶体识别[J]. *新疆石油地质*, 2025, 46(5): 544–552. LI Suhua, LU Qijun, HU Hao, et al. Identification of fault-karst bodies in Permian Maokou Formation in Jingyan area, southwestern Sichuan Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2025, 46(5): 544–552.
- [82] 胡昊, 许国明, 高峰, 等. 四川盆地西部茅口组多类型储集层成因与启示[J]. *新疆石油地质*, 2016, 37(5): 512–518. HU Hao, XU Guoming, GAO Feng, et al. Maokou multi-type reservoirs in western Sichuan basin: Genesis and implications[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2016, 37(5): 512–518.
- [83] 张钰祥, 闫海军, 位云生, 等. 孔喉结构对超深层碳酸盐岩气藏多类型储层渗流能力的影响[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 48(4): 131–140. ZHANG Yuxiang, YAN Haijun, WEI Yunsheng, et al. Effect of pore throat structure on flow capacity of multi-type ultra-deep carbonate gas reservoirs [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48(4): 131–140.
- [84] 韩月卿, 张军涛, 潘磊, 等. 川东南中二叠统茅口组白云岩特征与成因机理[J]. *地学前缘*, 2023, 30(6): 45–56. HAN Yueqing, ZHANG Juntao, PAN Lei, et al. Characteristics and formation mechanisms of dolomites in the Middle Permian Maokou Formation in southeastern Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2023, 30(6): 45–56.
- [85] 徐康, 汪远征, 蒋小琼, 等. 川西龙门山前带茅口组二段沉积特征储层形成机制及找矿前景[J]. *科学技术与工程*, 2025, 25(5): 1856–1869. XU Kang, WANG Yuanzheng, JIANG Xiaoqiong, et al. Sedimentary characteristics, reservoir formation mechanism and prospecting prospects of the 2nd Member of Maokou Formation in the Longmen Mountain front zone of western Sichuan[J]. *Science Technology and Engineering*, 2025, 25(5): 1856–1869.
- [86] 孟宪武, 徐康, 蒋小琼, 等. 川西地区中二叠统栖霞组储层特征及成因机制[J]. *深圳大学学报(理工版)*, 2025, 42(3): 281–290. MENG Xianwu, XU Kang, JIANG Xiaoqiong, et al. Reservoir characteristics and genetic mechanism of the Qixia Formation in western Sichuan [J]. *Journal of Shenzhen University (Science & Engineering)*, 2025, 42(3): 281–290.
- [87] 冯明友, 高瑞琪, 王兴志, 等. 川西南宝兴地区二叠系栖霞组一段白云岩储层充填序列及流体指示[J]. *岩性油气藏*, 2023, 35(2): 11–20. FENG Mingyou, GAO Ruiqi, WANG Xingzhi, et al. Sequence filling succession and fluid indication of dolomite reservoirs of the first member of Permian Qixia Formation in Baoxing area, southwestern Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2023, 35(2): 11–20.
- [88] 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.
- [89] 李毕松, 苏建龙, 蒲勇, 等. 四川盆地元坝地区二叠系茅口组相控岩溶刻画及预测[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(1): 69–77. LI Bisong, SU Jianlong, PU Yong, et al. Facies-controlled karst characterization and effective reservoir prediction of Permian Maokou Formation in Yuanba area, Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(1): 69–77.
- [90] 诸丹诚, 喻雅敏, 黎霆, 等. 四川盆地北部元坝地区茅口组岩溶: 发育特征与分布模式[J]. *古地理学报*, 2023, 25(3): 701–714. ZHU Dancheng, YU Yamin, LI Ting, et al. Karst development and distribution pattern of the Maokou Formation in Yuanba area, northern Sichuan Basin [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2023, 25(3): 701–714.
- [91] 王敬朝, 金玮, 常立朋, 等. 川中合川—潼南地区二叠系茅三段岩溶储层特征及油气成藏过程[J]. *岩性油气藏*, 2025, 37(4): 63–72. WANG Jingchao, JIN Wei, CHANG Lipeng, et al. Characteristics and hydrocarbon accumulation process of karst reservoir in the third member of Permian Maokou Formation, Hechuan-Tongnan area, central Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2025, 37(4): 63–72.
- [92] 李双建, 杨天博, 韩月卿, 等. 四川盆地中二叠统热液白云岩化作用及其储层改造意义[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1265–1280. LI Shuangjian, YANG Tianbo, HAN Yueqing, et al. Hydrothermal dolomitization and its role in improving Middle Permian reservoirs for hydrocarbon accumulation, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1265–1280.
- [93] 李亚, 钟佳倚, 汪华, 等. 川东地区茅一段储层地质特征及勘探潜力分析—以XT1井为例[J]. *天然气勘探与开发*, 2023, 46(4): 57–68. LI Ya, ZHONG Jiayi, WANG Hua, et al. Geological characteristics and exploration prospects of the first member of Maokou Formation in eastern Sichuan Basin: an example from XT1 well [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2023, 46(4): 57–68.
- [94] 王斌, 宋金民, 刘树根, 等. 川西地区中二叠统茅口组二段白云岩类型与成因模式[J]. *石油学报*, 2024, 45(12): 1743–1760. WANG Bin, SONG Jinmin, LIU Shugen, et al. Types and genetic modes of dolomite in the member 2 of Middle Permian Maokou Formation in western Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(12): 1743–1760.
- [95] REN Yang, WEI Wei, ZHU Peng, et al. Characteristics, classification and KNN-based evaluation of paleokarst carbonate reservoirs: A case study of Feixianguan Formation in northeastern Sichuan Basin, China [J]. *Energy Geoscience*, 2023, 4(3):

- 100156.
- [96] 潘磊, 全力, 杨浩, 等. 川东南茅口组滩相灰岩储层特征及形成机理——以南川双河场剖面为例[J]. 现代地质, 2025, 39(4): 1180–1192.
- PAN Lei, QUAN Li, YANG Hao, et al. Characteristics and Formation Mechanism of Limestone Reservoir of Shoals in the Middle Permian Maokou Formation: A Case Study of Shuanghechang Outcrop in Southeastern Sichuan[J]. Geoscience, 2025, 39(4): 1180–1192.
- [97] 何治亮, 马永生, 张军涛, 等. 中国的白云岩与白云岩储层: 分布、成因与控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(1): 1–14.
- HE Zhiliang, MA Yongsheng, ZHANG Juntao, et al. Distribution, genetic mechanism and control factors of dolomite and dolomite reservoirs in China[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(1): 1–14.
- [98] 张本健, 郝毅, 周刚, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩规模优质储层分布与勘探方向[J]. 海相油气地质, 2025, 30(5): 481–499.
- ZHANG Benjian, HAO Yi, ZHOU Gang, et al. Distribution of large-scale high-quality carbonate reservoirs and exploration directions in the Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2025, 30(5): 481–499.
- [99] 宋晓波, 陈安清, 苏成鹏, 等. 四川盆地南部中三叠统雷口坡组岩相古地理与常规—非常规双领域勘探意义[J]. 石油实验地质, 2025, 47(4): 731–741.
- SONG Xiaobo, CHEN Anqing, SU Chengpeng, et al. Lithofacies paleogeography of Middle Triassic Leikoupo Formation in the southern Sichuan Basin and its implications for conventional and unconventional dual-domain exploration[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(4): 731–741.
- [100] 李蓉, 宋晓波, 苏成鹏, 等. 川南威远地区二叠系茅口组一段泥灰岩储层特征及其发育主控因素[J]. 石油实验地质, 2024, 46(5): 1028–1038.
- LI Rong, SONG Xiaobo, SU Chengpeng, et al. Characteristics and main controlling factors of the marlstone reservoirs of the first member of Permian Maokou Formation in Weiyuan area, southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(5): 1028–1038.
- [101] 付小东, 陈娅娜, 罗冰, 等. 四川盆地北部中二叠统茅口组孤峰段优质烃源岩特征及其油气地质意义[J]. 地质学报, 2021, 95(6): 1903–1920.
- FU Xiaodong, CHEN Yana, LUO Bing, et al. Characteristics and petroleum geological significance of the high-quality source rocks in the Gufeng Member of the Middle Permian Maokou Formation in the northern Sichuan basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2021, 95(6): 1903–1920.
- [102] 曹华, 山述娇, 田辰, 等. 川东—川北地区二叠系茅口组沉积演化及其油气地质意义[J]. 石油实验地质, 2024, 46(3): 460–471.
- CAO Hua, SHAN Shujiao, TIAN Chen, et al. Sedimentary evolution and petroleum geological significance of Permian Maokou Formation in eastern and northern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2024, 46(3): 460–471.
- [103] 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.
- [104] 王海军. 四川盆地绵阳—长宁拉张槽特征及形成演化[J]. 特种油气藏, 2025, 32(5): 19–27.
- WANG Haijun. Characteristics and formation evolution of the Mianyang-Changning Tensional Trough in the Sichuan Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2025, 32(5): 19–27.
- [105] 屈海洲, 陈润, 徐伟, 等. 白云石胶结物特征及其对深层白云岩孔隙的作用[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2025, 55(2): 401–416.
- QU Haizhou, CHEN Run, XU Wei, et al. Characteristics of dolomite cement and its effect on the porosity of deep dolomite[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2025, 55(2): 401–416.
- [106] 文龙, 罗冰, 张本健, 等. 川中地区二叠系茅口组深层灰岩基质孔隙发育与保持机理[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1233–1249.
- WEN Long, LUO Bing, ZHANG Benjian, et al. Formation and preservation mechanisms of matrix pores in deep limestones: a case study of the Maokou Formation, central Sichuan Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1233–1249.
- [107] BJØRLYKKE K. Petroleum geoscience: from sedimentary environments to rock physics[M]. Heidelberg: Springer, 2015.
- [108] SELLEY R C, SONNENBERG S A. Elements of petroleum geology[M]. 4th ed. Amsterdam: Elsevier, 2022.
- [109] 李天军, 陈聪, 张玺华, 等. 川西北下二叠统茅口组古构造演化与控藏作用[J]. 断块油气田, 2024, 31(3): 467–477.
- LI Tianjun, CHEN Cong, ZHANG Xihua, et al. Evolution of the paleostructure and its control on gas reservoir of Lower Permian Maokou Formation in northwest Sichuan[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(3): 467–477.
- [110] 陈蟒蛟, 谭开俊, 文龙, 等. 四川盆地中二叠统天然气成藏特征及巨大勘探前景[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 11–19.
- CHEN Mangjiao, TAN Kaijun, WEN Long, et al. Natural gas accumulation characteristics and great exploration potential of the Middle Permian in the Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(1): 11–19.
- [111] 梁兴, 徐政语, 栗维民, 等. 蜀南—渝西地区中二叠统茅一段灰质源岩气储层特征及主控因素——以DB1井为例[J]. 石油实验地质, 2023, 45(4): 714–725.
- LIANG Xing, XU Zhengyu, LI Weimin, et al. Characteristics and main controlling factors of the limy source rock gas reservoir in the first member of the Middle Permian Maokou Formation in the southern Sichuan and western Chongqing area: A case study of Well DB1[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(4): 714–725.

- [112] 谢知含, 侯宇, 雷开强, 等. XC地区茅口组岩溶储层发育有利区预测[J]. 断块油气田, 2021, 28(2): 230-234.
XIE Zhihan, HOU Yu, LEI Kaiqiang, et al. Prediction of favorable development area of Maokou Formation karst reservoir in XC area [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28 (2) : 230-234.
- [113] 李聪. 元坝中西部地区二叠系茅口组气藏特征及其勘探有利区分析[D]. 成都: 成都理工大学, 2024.
LI Cong. Hydrocarbon accumulation characteristics in the Permian Maokou Formation and analysis of their exploration favorable in the west-central of Yuanba area [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2024.
- [114] 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.
SANG Qin, WEI Yong, CHENG Chao, et al. Gas-water distribution characteristics and control factors of Maokou Formation in Shunan (South Sichuan) area[J]. Geology in China, 2012, 39(3): 634-644.
- [115] 戚明辉. 蜀南地区荔南桐构造带茅口组气藏开发动态研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2010.
QI Minghui. The study on development dynamic for gas reservoir with water of Maokou group in Li-Nan-Tong structure for the South of Sichuan basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2010.
- [116] 曾令卓. 宋家场气田茅口组复杂裂缝性气藏数值模拟研究[D]. 成都: 西南石油大学, 1998.
Zeng Lingzhuo. Numerical Simulation Study on Complex Fractured Gas Reservoirs in the Maokou Formation of the Songjiachang Gas Field [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 1998.
- [117] 杨柳, 朱亚东, 刁永波, 等. 川南荷包场地区茅口组油气地质条件新认识[J/OL]. 天然气地球科学: 1-16. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20230901.1559.011>.
YANG Liu, ZHU Yadong, DIAO Yongbo, et al. New understanding of the oil and gas geological conditions of the Maokou Formation in the Hebaochang area of Southern Sichuan Basin [J/OL]. Natural Gas Geoscience: 1-16. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20230901.1559.011>.
- [118] 刘晓华, 郭振华, 张连进, 等. 川西超深层海相碳酸盐岩气藏开发技术政策大数据分析-以川西北双鱼石栖霞组气藏为例[C]//第33届全国天然气学术年会. 南宁: 中国石油学会天然气专业委员会, 2023: 72-81.
LIU Xiaohua, GUO Zhenhua, ZHANG Lianjin, et al. Big data analysis on development technical policies for ultra-deep marine carbonate gas reservoirs in Western Sichuan Basin—a case study of the Qixia Formation gas reservoir in Shuangyushi, Northwest Sichuan [C]//Proceedings of the 33rd National Natural Gas Academic Annual Conference (2023). Nanning: Natural Gas Professional Committee of China Petroleum Society, 2023: 72-81.
- [119] 张琴, 邱振, 梁峰, 等. 川东北地区中—上二叠统海相页岩储层特征及其地质意义-以孤峰组—大隆组页岩为例[J]. 海相油气地质, 2025, 30(4): 370-384.
ZHANG Qin, QIU Zhen, LIANG Feng, et al. Characteristics and geological significance of marine shale reservoirs of the middle-upper Permian in northeastern Sichuan Basin: a case study of the Gufeng Formation-Dalong Formation shales [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2025, 30(4): 370-384.
- [120] 刘树根, 孙玮, 罗志立, 等. 兴凯地裂运动与四川盆地地下组合油气勘探[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(5): 511-520.
LIU Shugen, SUN Wei, LUO Zhili, et al. Xingkai taphrogenesis and petroleum exploration from Upper Sinian to Cambrian Strata in Sichuan Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2013, 40 (5) : 511-520.
- [121] 刘树根, 孙玮, 赵异华, 等. 四川盆地震旦系灯影组天然气的差异聚集分布及其主控因素[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 10-23.
LIU Shugen, SUN Wei, ZHAO Yihua, et al. Differential accumulation and distribution of natural gas and their main controlling factors in the Upper Sinian Dengying Fm, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 10-23.

(编辑 王 迪)