

四川盆地二叠系栖霞组、茅口组白云岩储层特征、成因和分布

胡安平^{1,2}, 潘立银^{1,2}, 郝毅^{1,2}, 沈安江^{1,2}, 谷明峰^{1,2}

(1 中国石油杭州地质研究院; 2 中国石油天然气集团公司碳酸盐岩储层重点实验室)

摘要 基于6个露头剖面 and 10口井岩心的观察,近百口井的老井复查,500余个岩石薄片的观察和80余件样品的同位素、微量元素、稀土元素、流体包裹体、同位素定年等实验分析,取得三个方面的新认识:(1)栖霞组、茅口组白云岩储层的发育具有普遍性和一定规模,可识别出孔隙型、孔洞型和复合型三类白云岩储层,晶间孔、晶间溶孔和溶蚀孔洞是主要的储集空间类型;(2)海相沉积、早表生期暴露溶蚀和埋藏期构造-热液事件是栖霞组、茅口组白云岩储层发育的三个主控因素;(3)栖霞组、茅口组白云岩储层的分布有规律可循,垂向上,白云岩储层主要分布于栖霞组二段和茅口组二段、三段,平面上,栖霞组二段白云岩储层主要分布于川西及川中地区,茅口组二段、三段白云岩储层主要分布于川西、川中和川南地区。

关键词 四川盆地; 二叠纪; 栖霞组; 茅口组; 白云岩储层; 储层成因; 构造-热液事件

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

1 概况

四川盆地二叠系栖霞组—茅口组,地层厚度300~400 m,栖霞组一段(简称栖霞一段)、茅口组一段(简称茅一段)是四川盆地最好的海相碳酸盐岩烃源岩^[1-3],中国石油第三轮资源评价得出的天然气资源量为 $1.37 \times 10^{12} \text{ m}^3$,第四轮资源评价得到的为 $1.47 \times 10^{12} \text{ m}^3$,历经60年的勘探,已探明储量 $852.03 \times 10^8 \text{ m}^3$,探明率仅为5.80%^[4],故四川盆地的栖霞组和茅口组仍然具有很大的勘探潜力。

20世纪50年代—70年代,栖霞组、茅口组曾是中国石油西南油气田分公司的主力产层,主要在川南地区(亦称蜀南地区),发现了圣灯山气田、自流井气田和纳溪气田(位置见图1),70年代末期产量达到 $60 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,但长期以来一直被认为是裂缝型灰岩储层^[5-6],这一认识制约了整装大气田的发现。80年代—90年代,川东高陡构造带石炭系勘探获得突破,兼探下二叠统,并沿用川南的勘探思路,以寻找裂缝型气藏为主,发现了卧龙河气田(位置见图1)。进入21世纪,勘探重心转移至震旦系灯影组、寒武系龙王庙组、二叠系长兴组、三叠系飞仙关组和雷口

坡组等层系,但仍有多口井钻遇了栖霞组、茅口组白云岩储层,如:川西北矿山梁构造的矿2井(位置见图1),在栖霞组发现厚层孔隙型白云岩44 m,矿1井在茅口组日产气 $2.79 \times 10^4 \text{ m}^3$,双鱼石构造的双探1井在栖霞组日产气 $87.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,双鱼001-1井在栖霞组日产气 $83.72 \times 10^4 \text{ m}^3$;川西南大兴场构造的大深001-x1井揭示茅口组白云岩厚度71.3 m,孔隙度为1.0%~9.5%,栖霞组白云岩厚度25.1 m,孔隙度为2.02%~5.23%,钻井日产气 $32.86 \times 10^4 \text{ m}^3$,这些勘探活动拉开了寻找川西孔隙型规模气藏的序幕。截至2013年底,川西在双鱼石、九龙山、大兴场等15个构造,共有30口井钻至下二叠统,其中,栖霞组产气井有4口,茅口组产气井有11口,展示了良好的勘探潜力。前人对四川盆地栖霞组、茅口组已做过较多研究^[7-8],涉及到白云岩,主要讨论的是白云岩的成因^[9-11],而讨论白云岩储层成因的文章^[12-13]不多,即使涉及白云岩储层的成因,也更多地倾向于裂缝成因、热液岩溶成因的缝洞型储层的讨论^[14-16],这些讨论中仍存在着裂缝型灰岩储层和基质孔型白云岩储层,以及白云岩储层发育规模和普遍性等问题的分歧。

收稿日期: 2017-06-27; 改回日期: 2017-10-24

本文受国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号: 2016ZX05004-002)资助

胡安平: 女,1982年生,博士,高级工程师,主要从事碳酸盐岩储层实验技术及储层成因研究。通讯地址: 310023 浙江省杭州市西湖区西溪路920号; E-mail: huap_hz@petrochina.com.cn

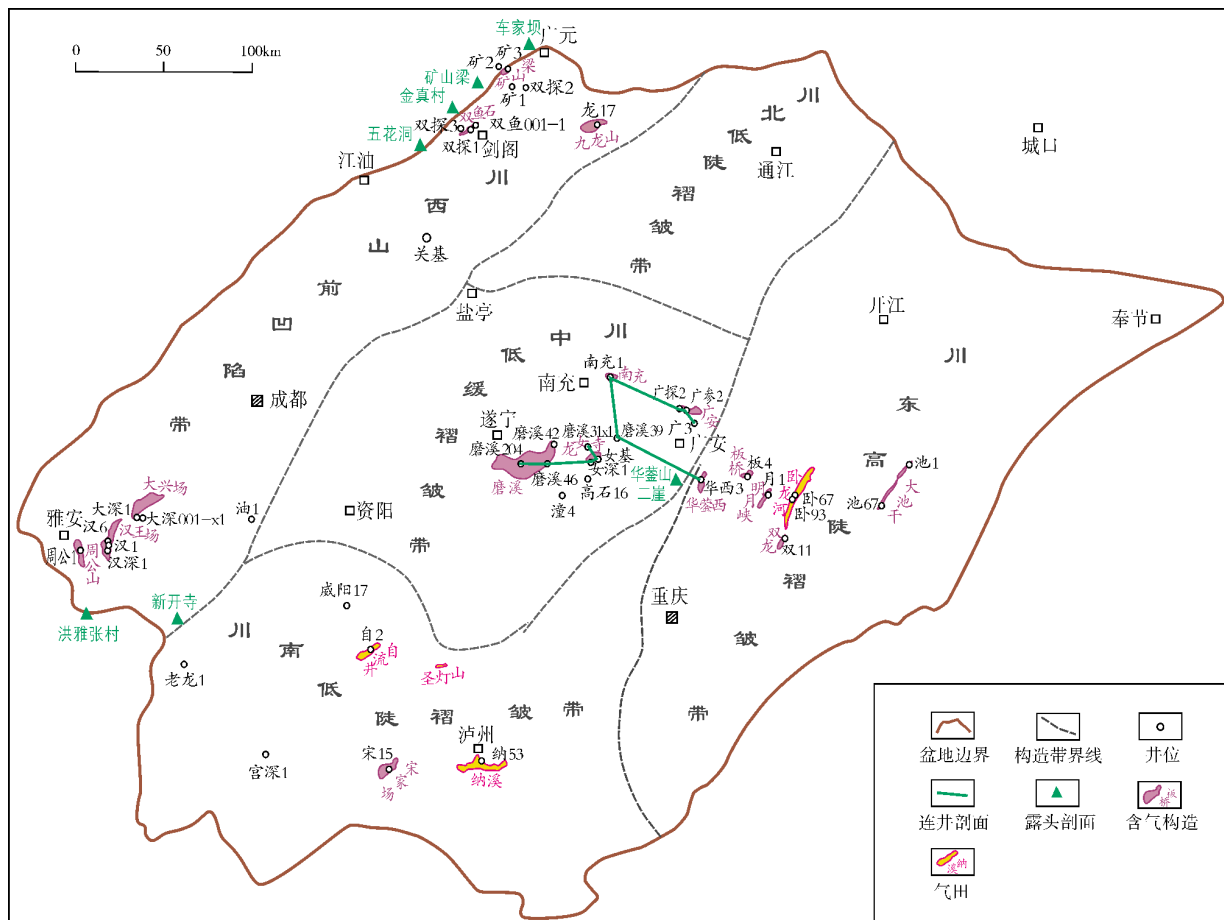


图 1 研究工作基础资料点平面位置

本文基于露头、岩心、钻井、地震及分析测试等资料,对四川盆地栖霞组、茅口组的白云岩储层开展了系统研究,指出栖霞组、茅口组白云岩储层的发育具有普遍性和一定规模,滩相沉积、早表生期的暴露溶蚀和埋藏期的构造-热液事件是储层发育的主控因素,栖霞组二段白云岩储层主要分布于川西及川中地区,茅口组二段、三段白云岩储层主要分布于川西、川中和川南地区。这些认识也许能为四川盆地栖霞组和茅口组孔隙型整装气藏的勘探指明方向。

2 二叠系孔隙型白云岩储层发育的普遍性

川东高陡构造上的卧龙河气田,目的层为茅口组二段,气田面积为 9211 km^2 ,储量 $60.81 \times 10^8 \text{ m}^3$,被认为是一贯穿栖霞组—茅口组的特大型裂缝系统^[7],但气田的产量基本稳定,且井间干扰明显(如卧 67 井、

卧 83 井、卧 93 井之间),加上压降储量为 $48 \times 10^8 \text{ m}^3$,而迄今已生产天然气 $44.13 \times 10^8 \text{ m}^3$,这些特征均与裂缝型储层不吻合,反而表明卧 67 井区为裂缝沟通的孔隙型储层,是基质孔隙的存在支撑了该井区的持续高产。近年也有研究认为卧龙河气田是以茅二段白云岩为主要储层的层状裂缝-溶洞-孔隙型储集单元^[18]。

川中、川西北及川南地区已钻井的孔隙度与渗透率相关图(图2)揭示,栖霞组、茅口组的孔渗相关性有两种类型,一是无相关性(图2中淡蓝色点所示),为典型的缝洞型储层特征,主要见于川南地区茅口组岩溶储层中,二是孔隙度和渗透率具有较好的相关性(图2中深蓝色点所示),为典型的基质孔隙型储层特征,主要见于栖霞组和茅口组的白云岩中。由此,本次研究开展了大量的露头地质调查、老井复查和新井资料分析,发现栖霞组、茅口组普遍发育基质孔隙型白云岩储层(表 1)。

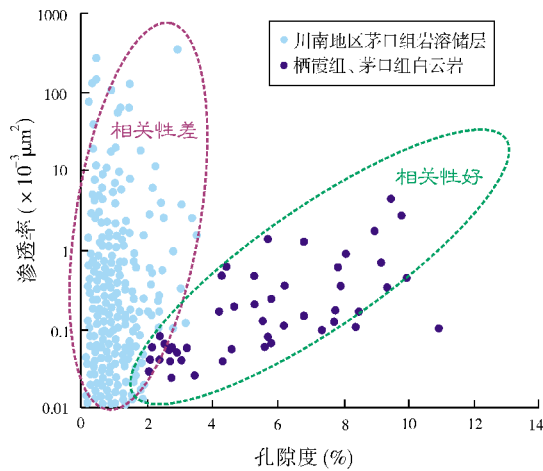


图2 四川盆地二叠系栖霞组、茅口组孔隙度与渗透率相关性

数据来自川南地区茅口组(40口井),以及板桥、宋家场、矿山梁、双鱼石、九龙山、卧龙河、磨溪等构造的栖霞组—茅口组(共60口井)

孔隙型白云岩储层发育的普遍性为寻找栖霞组、茅口组孔隙型规模气藏提供了可能性。近年来,以跳出川南寻找新区带、突破裂缝探索储层新类型为思路,已经在外围一些区域获得了突破。在川西北双鱼石构造相继布署了10口探井,在已完钻的3口井中,双探1井在栖霞组颗粒滩白云岩储层中获天然气 $87.6\times10^4\text{m}^3/\text{d}$,双探3井在栖霞组颗粒滩白云岩储层中获天然气 $41.86\times10^4\text{m}^3/\text{d}$,双探2井因未钻遇白云岩储层而失利。在川中地区兼探下二叠统的多口钻井中,也相继发现了优质白云岩储层,如南充1井茅二段白云岩储层日产气 $44.74\times10^4\text{m}^3$,磨溪31x1井栖二段白云岩储层日产气 $36.67\times10^4\text{m}^3$,磨溪39井茅二段白云岩储层厚20m。由此可见,栖霞组、茅口组白云岩储层的发育具有普遍性,但它们的横向连续性差,厚度变化大,非均质性强,因此,认识这些地区储层发育的主控因素和分布规律是四川盆地栖霞组、茅口组油气勘探的关键问题。

表1 四川盆地栖霞组—茅口组白云岩分布及钻井流体产出情况

构造(钻井)或露头		分布层位	白云岩厚度(m)	气($\times10^4\text{m}^3$)	水(m^3)
宋家场构造	宋15井等17口井	茅口组	连片白云岩	整装气藏(储量 $38\times10^8\text{m}^3$)	
卧龙河构造	卧67、卧83、卧93井等42口井	栖霞组—茅口组	均厚4.25	整装气藏(储量 $60.81\times10^8\text{m}^3$)	
双龙构造	双11井等8口井	栖霞组、茅口组	10~10.5	—	—
明月峡构造	月1井等11口井	栖霞组、茅口组	4.5~14.5	—	—
大池干构造	池1井等7口井	栖霞组、茅口组	10~14	—	—
华蓥西构造	华西3井等3口井	茅口组	4~10	—	—
板桥构造	板4井等5口井	茅口组	5~10	—	—
矿山梁构造	矿2井	栖霞组	44	—	地表水 $>300\text{m}^3$
双鱼石构造	双探1井	栖霞组—茅口组	22	87.6	—
	双探3井		24	41.86	—
九龙山构造	龙17井	栖霞组—茅口组	5	30	—
汉王场构造	汉深1井	栖霞组—茅口组	61	—	136
	汉1井		68	0.26	—
周公山构造	周公1井	栖霞组—茅口组	50.50	—	132
龙女寺构造	女基井	栖霞组	8	4.68	—
	女深1井		6	4.63	—
	磨溪31x1井		5	36.67	—
广安构造	广参2井	茅口组	25	2.97	432
	广探2井		28	—	—
南充构造	南充1井	茅口组	16	44.74	—
矿山梁、新开寺露头剖面		栖霞组—茅口组	40	—	—
龙门山五花洞露头剖面		茅口组二段	23	—	—
华蓥山二崖露头剖面		茅口组二段	28	—	—

3 白云岩储层类型和特征

3.1 储层类型

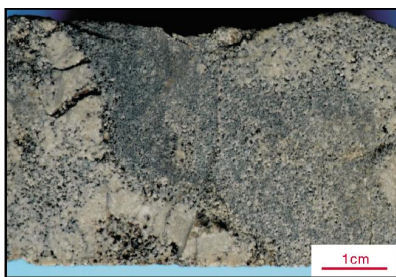
基于6个露头剖面 and 10口钻井岩心的观察,以及500余个岩石薄片的鉴定,笔者认为四川盆地栖霞组—茅口组发育两类白云岩:块状白云岩(图3a,3b)和斑状白云岩(图3c,3d),前者完全白云石化,后者部分白云石化,呈豹斑状。储层主要发育在块状白云岩中,并可分为孔洞型白云岩储层、孔隙型白云岩储层和复合型白云岩储层等三种类型。

孔洞型白云岩储层 以中晶和粗晶白云岩为主(图3e,3f),少量细晶白云岩,几乎不保留原岩结

构,储集空间以溶蚀孔洞为主,少量晶间孔、晶间溶孔(图3a,3b,3e—3g),溶蚀孔洞大小多为1~10 cm,据栖霞组236个柱塞样品分析,平均孔隙度为3.87%。广元车家坝剖面栖霞组发育三层孔洞型粗晶白云岩储层,累计厚度约为30 m,溶蚀孔洞被自形白云石胶结物、鞍状白云石、块晶方解石和沥青部分充填(图3h,3i)。矿2井、矿3井、广参2井、潼4井、女基井、广探2井、双探1井、池67井和磨溪42井均发育有该类储层。储层的分布有层位性,但横向上厚度变化大,连续性差,具有透镜状、斑块状顺层分布或沿断裂呈栅状分布的特征。这种储层中的白云石化显然受原岩特征、断裂/裂缝和构造-热液流体共同控制。



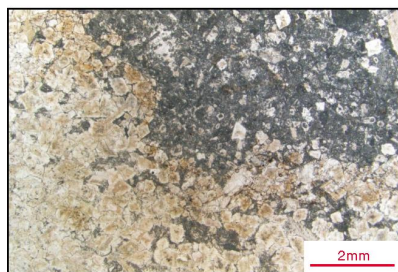
(a) 块状白云岩。溶蚀孔洞被鞍状白云石充填。栖霞组,广元车家坝剖面



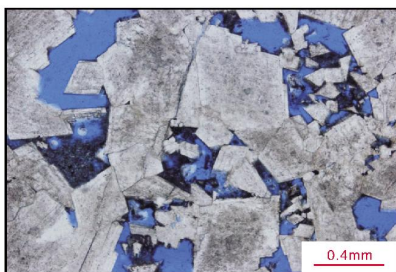
(b) 砂糖状细中晶白云岩。针孔状晶间孔发育。矿2井2423m, 栖霞组。岩心



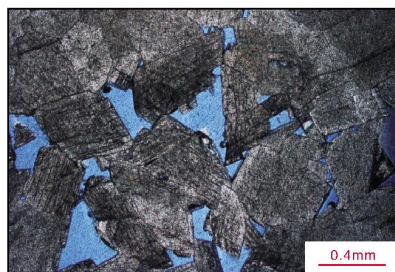
(c) 栖霞组上部的豹斑灰岩。凸出部分为白云石化的豹斑,凹进部分为未白云石化的灰质。剑阁金真村剖面



(d) 栖霞组上部豹斑灰岩。灰岩与白云岩豹斑之间呈过渡接触,白云石为他形晶。矿2井2406.46m。普通薄片,单偏光



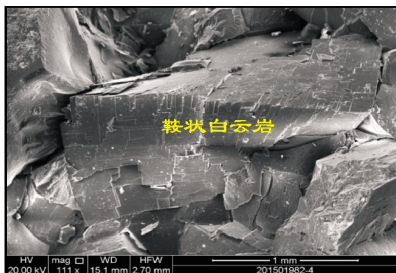
(e) 块状中晶白云岩。白云石被溶蚀成港湾状,晶间溶孔和溶蚀孔洞发育。池67井3311.69m, 茅口组二段。铸体薄片,单偏光



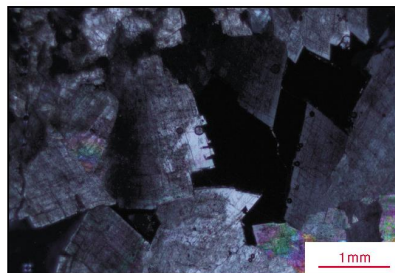
(f) 中晶白云岩。半自形—自形晶,晶间孔和晶间溶孔发育。广参2井4614.08m, 茅口组三段。铸体薄片,单偏光



(g) 同(a)图。近距离观察,溶蚀孔洞中充填的鞍状白云石。栖霞组,广元车家坝剖面



(h) 孔洞中充填的鞍状白云石和沥青。磨溪42井4652.99m, 栖霞组。扫描电镜



(i) 孔洞中充填的鞍状白云石和沥青。磨溪42井4652.99m, 栖霞组。普通薄片,单偏光

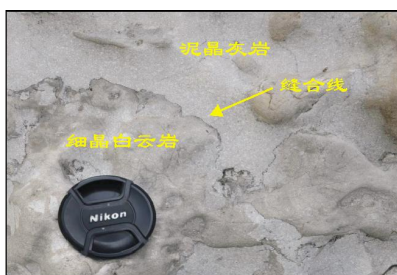
图3 四川盆地栖霞组—茅口组孔洞型白云岩储层特征

孔隙型白云岩储层 川西北车家坝剖面栖霞组孔隙型白云岩储层呈透镜状、斑块状分布于致密白云岩中(图 4a—4c),约占岩石体积的 20%~30%,累计厚度约 10~15 m,与致密白云岩呈截然接触。孔隙型白云岩储层以细中晶白云岩为主,原岩为生物碎屑灰岩(图 4d—4g),白云石自形程度高,储集空

间以晶间孔和晶间溶孔为主(图 4h,4i),溶蚀孔洞不发育,几乎未见白云石胶结物、鞍状白云石、块晶方解石和沥青充填,孔隙度 8%~10%。致密白云岩为中粗晶白云岩,他形晶镶嵌状接触。矿 2 井、周 1 井、汉深 1 井均发育有这种储层,单层厚 3~4 m,累计厚度 20~50 m。



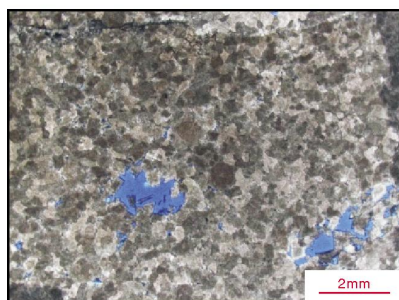
(a) 块状白云岩。多孔砂糖状白云岩(蓝圈内)分布于致密白云岩中。栖霞组,川西北车家坝剖面



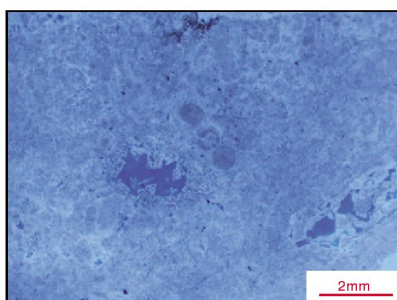
(b) 块状白云岩。白云石化不彻底时可见细晶白云岩与石灰岩呈缝合线接触。栖霞组,车家坝剖面



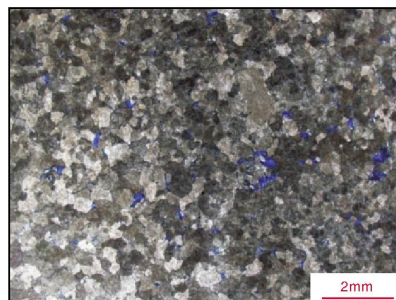
(c) 砂糖状细中晶白云岩。针孔状晶间孔发育。川西北矿 2 井 2447 m, 栖霞组。岩心



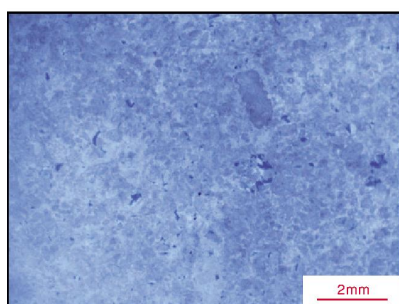
(d) 细晶白云岩。晶间孔和晶间溶孔发育。矿 2 井 2423.55 m, 栖霞组。铸体薄片, 单偏光



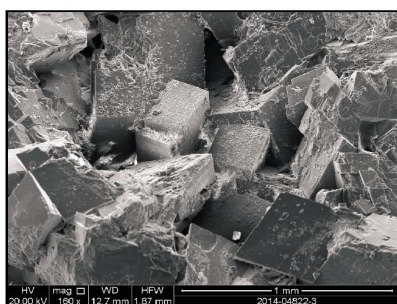
(e) 与(d)图为同一视域,经原岩恢复技术处理。揭示原岩为砂屑生物碎屑灰岩。体腔孔和溶孔发育。单偏光



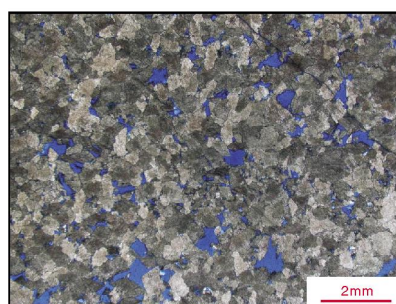
(f) 细晶白云岩。晶间孔和晶间溶孔发育。川西南汉深 1 井 4982.45 m, 栖霞组。铸体薄片, 单偏光



(g) 与(f)图为同一视域,经原岩恢复技术处理,揭示原岩为砂屑生物碎屑灰岩。粒间孔和粒间溶孔发育。单偏光



(h) 砂糖状细晶白云岩。针孔状晶间孔发育。矿 2 井 2426.97 m, 栖霞组。扫描电镜



(i) 细晶白云岩。晶间孔和晶间溶孔发育。汉深 1 井 4971.10 m, 栖霞组。铸体薄片, 单偏光

图 4 四川盆地栖霞组—茅口组孔隙型白云岩储层特征

复合型白云岩储层 为孔洞型白云岩储层和孔隙型白云岩储层的复合类型。在川西北车家坝剖面,栖霞组表现为孔洞型白云岩储层和孔隙型白云岩储层的间互发育;在川中磨溪 39 井、南充 1 井则表现为

孔洞型白云岩储层呈透镜状、斑块状、栅状分布于孔隙型白云岩储层中,这显然是孔隙型白云岩储层叠加了热液改造后的产物。岩石类型有细晶、中晶和粗晶白云岩,孔隙类型有晶间孔、晶间溶孔和溶蚀孔洞。

3.2 储层分布特征

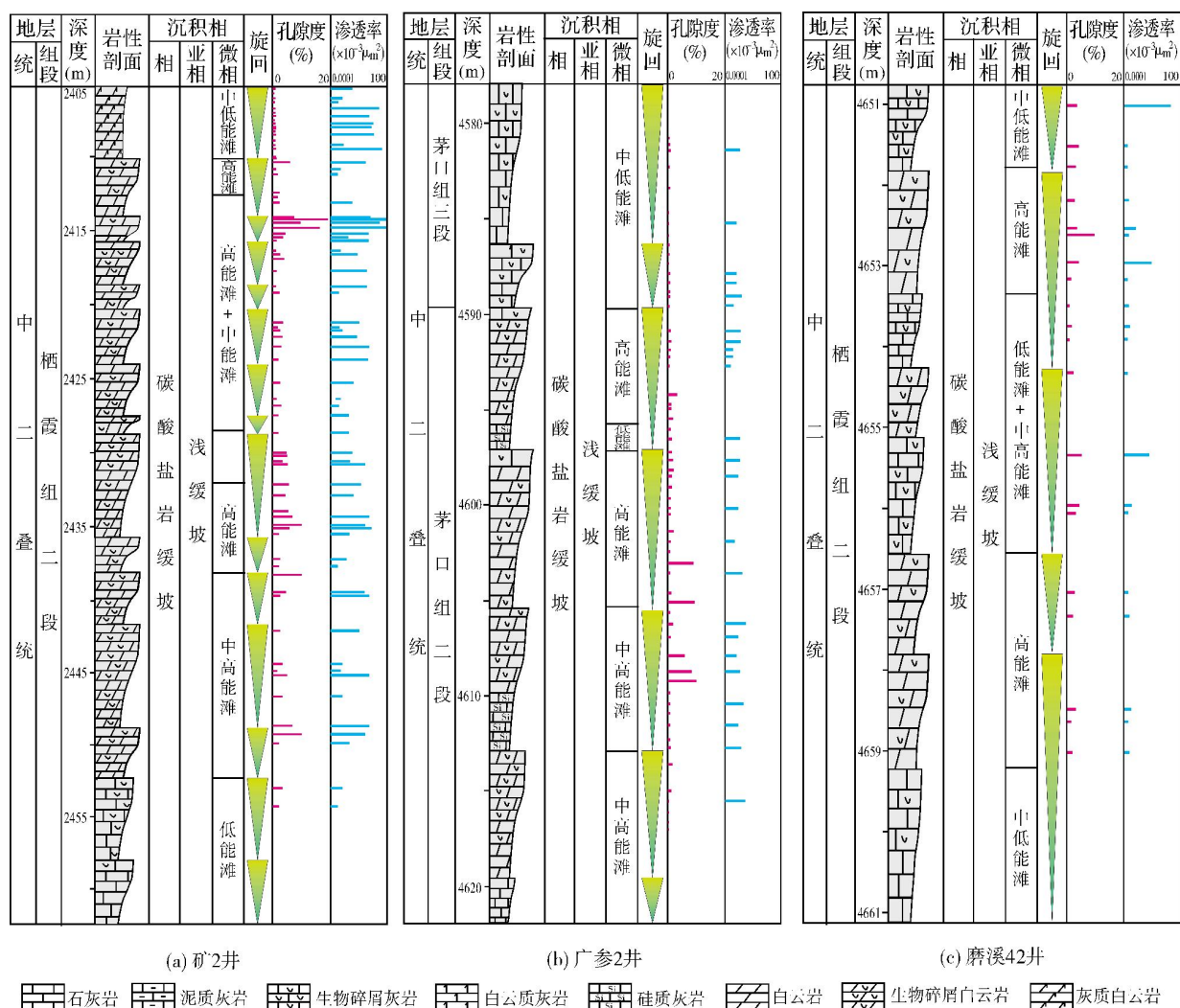
这里以典型岩心段反映 3 类储层的垂向分布特征。

以取心最全的矿 2 井栖霞组的取心段 (2 405~2 462.55 m) 为例(图 5a), 栖霞二段顶部 (2 405~2 409.50 m) 除灰质白云岩发育外, 还见到“豹斑”灰岩段, 后者实质上为白云石化不彻底的泥晶生物碎屑砂屑灰岩, 孔隙不发育, 白云石化被认为主要发生在早期表生或浅埋藏环境^[19-20]; 栖霞二段主体为白云岩段 (2 409.50~2 452.50 m), 已无残留原岩组构, 以砂糖状细晶白云岩为主, 少量中晶白云岩, 自形晶, 基质孔隙发育, 构成孔隙型白云岩储层, 原岩为颗粒灰岩(图 4d, 4e), 热液改造现象不明显; 栖霞二段底部 (2 452.50~2 462.55 m) 为亮晶生物碎屑灰岩以及泥晶生物碎屑

灰岩。

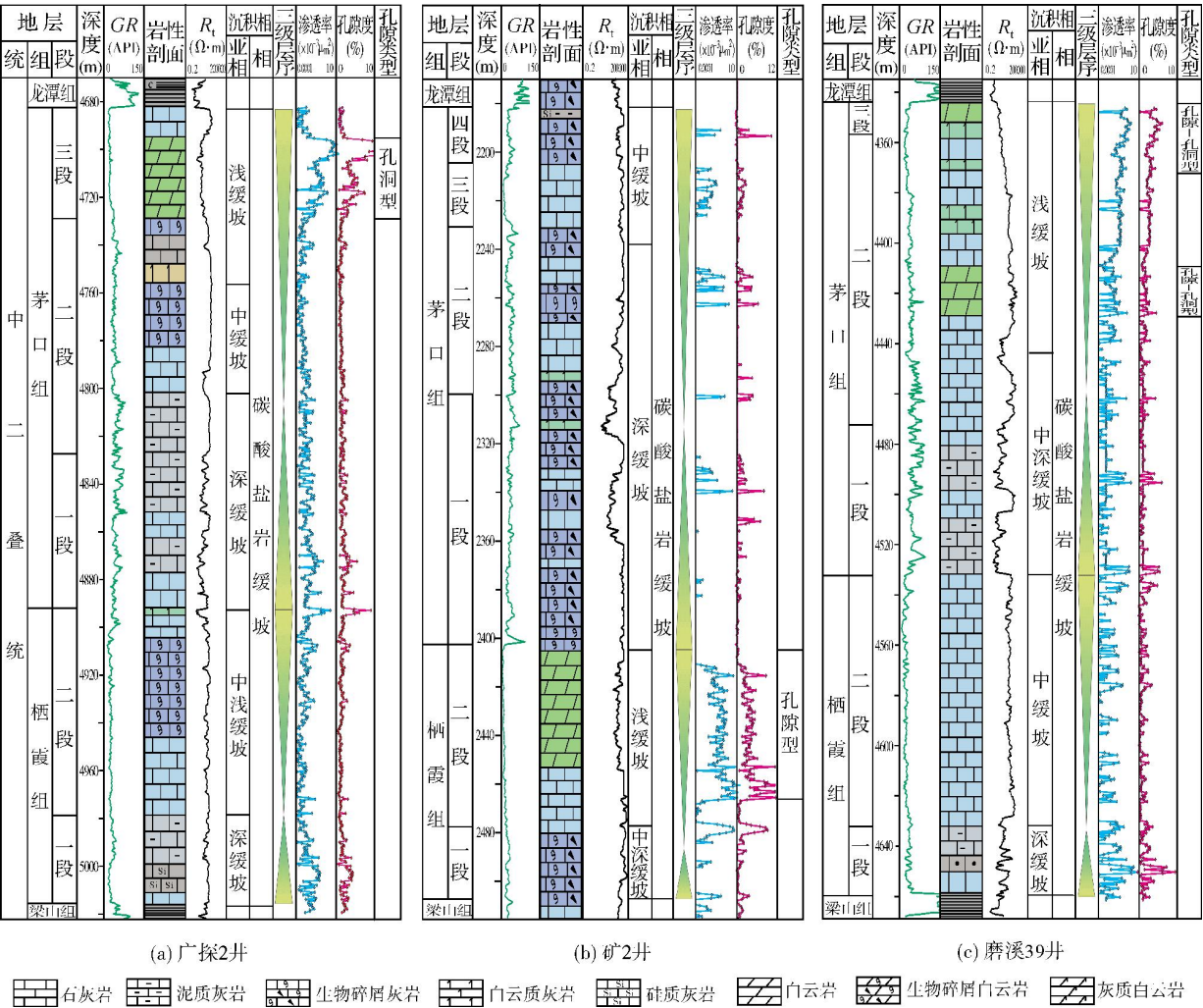
川西北车家坝露头剖面中的栖霞组和川中南部广探 2 井、广参 2 井中的茅口组也发育白云岩储层, 如广参 2 井茅二段中部主体为生物碎屑白云岩 (图 5b), 它们以孔洞型中—粗晶白云岩为主, 伴生鞍状白云石等热液矿物, 明显受到热液作用的叠加改造, 原岩结构已难以恢复。

川中的磨溪 39 井、南充 1 井和磨溪 42 井中的栖霞二段发育白云岩储层, 以磨溪 42 井为例, 栖霞二段主体为生物碎屑白云岩(图 5c), 发育复合型白云岩储层, 孔隙型和孔洞型白云岩储层间互发育, 或孔洞型白云岩储层呈透镜状、斑块状、栅状分布于孔隙型白云岩储层中, 这些显然是孔隙型白云岩储层叠加了热液改造后的产物。



在岩石薄片鉴定和岩心实测孔隙度、渗透率标定的基础上,可以计算出测井孔隙度和渗透率,测井解释的孔隙型储层对应于孔隙型白云岩储层(图6),

孔洞型储层对应于孔洞型白云岩储层,孔隙-孔洞型储层对应于复合型白云岩储层,白云岩储层主要发育于栖霞二段和茅二段、茅三段。



4 白云岩储层发育主控因素

基于 6 个露头剖面、10 口井岩心、500 余个岩石薄片的观察,以及 80 余件样品的同位素、微量元素、稀土元素、包裹体、同位素定年等地球化学分析,笔者认为栖霞组、茅口组的白云岩储层发育主要受以下三个要素控制。

4.1 滩相沉积是储层发育的物质基础

虽然孔洞型白云岩储层和孔隙型白云岩储层的原岩结构大多已被破坏,但细晶白云岩在偏光显微

镜下通过对透射光的特殊处理,仍可发现原岩为生物碎屑灰岩和砂屑灰岩,晶间孔和晶间溶孔实际上是对原岩粒间孔、粒间溶孔和粒内孔(如体腔孔)的继承和调整(图4d—4g),原岩孔隙主要来自原生孔和由于准同生暴露导致不稳定矿物溶解而形成的溶孔^[21]。中晶白云岩和粗晶白云岩的原岩几乎不能恢复,这可能与白云岩晶粒大小、原岩颗粒大小及热液叠加改造有关。随着埋藏深度加大、温度升高和白云石化作用时间的加长,白云石晶体逐渐增大^[22],当白云石晶体粒径大于原岩颗粒粒径时,原岩结构就难以保留;只有当白云石晶体粒径小于原岩颗粒粒径

时,原岩结构才易于保留;另外,受热液叠加改造强烈的白云岩,原岩结构也难以保留^[23]。孔洞型白云岩储层以中—粗晶白云岩为主,且叠加强烈的热液改造,故原岩结构难以恢复;而孔隙型白云岩储层以细晶白云岩为主,几乎未受热液作用的叠加改造,故原岩结构易于恢复。栖霞组和茅口组的原岩结构以细晶生物碎屑灰岩、砂屑灰岩为主,虽然中晶白云石颗粒的粒径大于原岩颗粒的粒径而原岩结构不易恢复,但这并不影响对中晶和粗晶白云岩的原岩也是颗粒滩相沉积的推断,只是埋藏期受重结晶作用和热液作用的叠加改造,形成的白云石晶体粒径大于原岩颗粒的粒径,导致了原岩结构被破坏并难以恢复。

4.2 表生溶蚀是孔隙发育的关键

栖霞组—茅口组滩相沉积发育,滩相地层厚度占地层总厚度的50%以上,而且由多个向上变浅的旋回构成^[24-25],滩体主要发育于向上变浅旋回的上部。露头 and 钻井资料揭示,白云岩储层发育于白云石化的滩体中,但是并非所有的滩体均发生了白云石化,未白云石化的滩体是很致密的。这就给我们提出了两个问题:一是导致这种选择性白云石化的原因是什么?二是白云石化对储层发育的作用是什么?这些也是回答白云岩储层成因和分布规律的关键。

川西北矿2井、川西南汉深1井的白云岩样品显示稀土元素铈(Ce)正异常(图7a),指示了缺氧环境^[26],说明第一期白云石化发生在浅埋藏成岩环境。川西北和川西南样品的稀土元素配分模式与现代海水的稀土配分模式相似^[27](图7b),川西北样品的铈同位素与中二叠世海水铈同位素^[28]接近(图7c),川西北和川西南样品中的碳同位素与中二叠世海水^[28]相似(图7d),以上这些地球化学特征说明白云石化流体为源于二叠纪的海水^[29]。白云石化的产物为细晶白云岩,并已证实细晶白云岩中的晶间孔和晶间溶孔是对原岩粒间孔、粒间溶孔、粒内孔的继承和调整。显微特征已揭示,细晶白云岩和泥晶灰岩通过微缝合线接触(图4b),说明白云石化发生在微缝合线形成之后,缝合线为白云石化介质提供了通道。而缝合线两侧的差异白云石化与原岩特征有关:白云石化斑块的原岩为多孔的滩相沉积,白云石化介质可以进入;而泥晶灰岩致密,

白云石化介质难以进入,导致了缝合线两侧白云石化程度的差异。Moore^[30]认为碳酸盐岩地层埋深达到500 m即可形成缝合线,尤其是微缝合线的形成深度可以更浅。这一方面说明白云石化发生在浅埋藏成岩环境,另一方面,从微观到宏观则更容易理解,同样是滩相沉积,有的发生了白云石化,而有的则没有发生白云石化,其原因,显然是原岩的物性决定了白云石化的程度,在向上变浅旋回的上部,物性好的滩相沉积更容易发生白云石化。向上变浅旋回的上部,滩相沉积物性好,是因为除发育原生孔外,准同生期沉积物的暴露和不稳定矿物的溶解还可形成数量不等的组构选择性溶孔^[21]。不易暴露的滩相沉积,往往因海水胶结而变得致密,使得埋藏期白云石化流体难以进入,也就不易发生白云石化。龙岗地区长兴组礁滩储层具有类似的白云石化特征,礁核部位胶结致密的格架岩未发生白云石化,而礁顶多孔的生物碎屑灰岩则发生了白云石化而成为优质储层^[31],这进一步揭示了白云石化与孔隙发育的关系,虽然孔隙发育在白云岩中,但这并不是因为白云石化形成了孔隙,而是因为有了先存孔隙而导致更易发生白云石化^[32]。

4.3 埋藏热液溶蚀对储集空间形成了重要补充

川西南栖霞组、茅口组白云岩遭受过后期构造-热液流体改造(可能与峨眉山玄武岩喷发事件^[33]相关),形成了非组构选择的溶蚀孔洞和热液矿物(图3a, 3e—3i),即形成了所谓的孔洞型白云岩储层,这种储层以中晶和粗晶白云岩为主,它们是在第一期白云石化的基础上,由细晶白云岩进一步重结晶的产物,这两者之间有明显差异:孔隙型的为细晶白云岩,储集空间以晶间孔和晶间溶孔为主,缺少溶蚀孔洞和热液矿物;孔洞型的以中粗晶白云岩为主,储集空间除晶间孔和晶间溶孔外,还发育溶蚀孔洞,鞍状白云石等热液矿物可充填部分孔洞和裂缝(图3g—3i)。

与峨眉山玄武岩喷发事件相关的构造-热液事件主要发生在川西南地区^[33],这与露头 and 钻井资料所揭示的栖霞组、茅口组孔洞型白云岩储层主要发育于川西南地区是一致的,而且川西南栖霞组、茅口组中粗晶白云岩中明显富集放射性 Sr 同位素(图7c),基质白云石 D47 测温高于 150 ℃,鞍状白

云石胶结物 D47 测温为 200℃左右,明显高于川西北及川中地区(图 8a),这进一步证实了构造-热液事件的存在,也说明了孔洞型白云岩储层为外来热液流体改造的结果。同位素定年还揭示了川西南栖霞组、茅口组白云岩可能也遭受了中生代与龙门山造山运动有关的构造-热液流体改造,栖霞组的白云石胶结物 U-Pb 等时线定年结果为 188 ± 25 Ma (图 8b)。

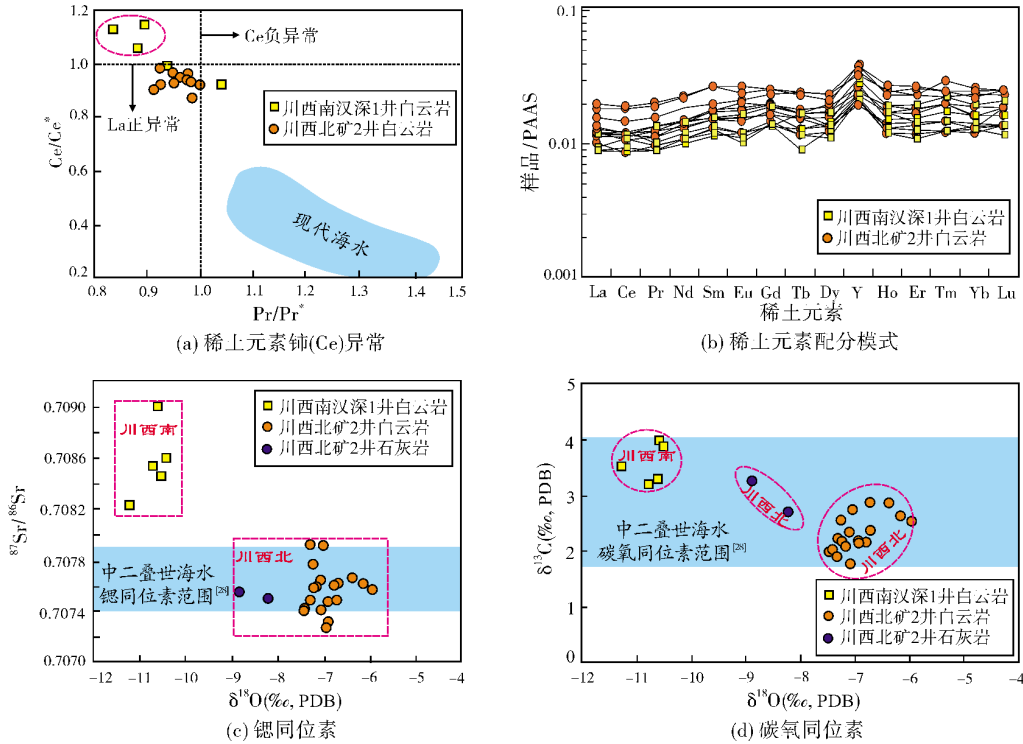


图 7 四川盆地栖霞组—茅口组细晶白云岩地球化学特征

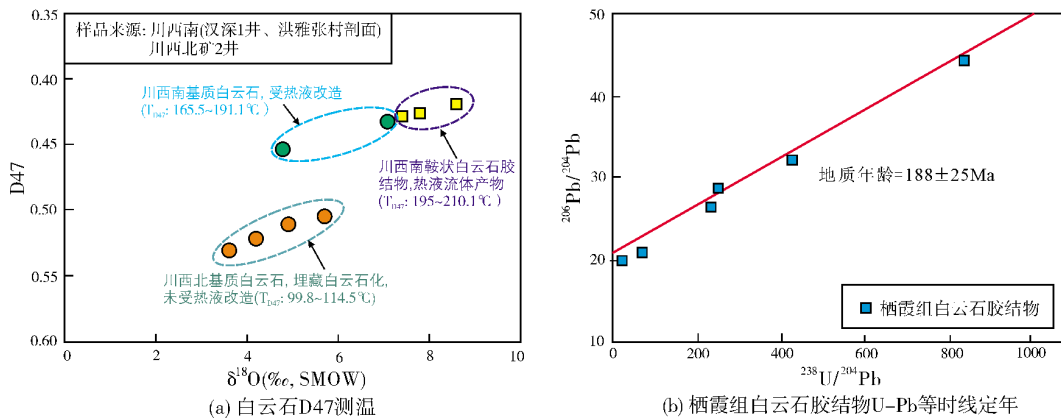


图 8 四川盆地栖霞组—茅口组多期次构造-热液事件

构造-热液事件对储层的改造体现在三个方面^[34]:一是使颗粒灰岩发生交代作用和细晶白云岩发生重结晶作用,从而形成中粗晶白云岩,在先存孔隙(图 4d—4g)得以继承和调整的同时,可以形成部分非组构造选择性晶间溶孔(图 3e, 3f);二是沿暴露面、断裂

或裂缝系统形成溶蚀孔洞,尤其是使多孔的白云岩发生溶蚀(图 3g);三是热液矿物充填溶蚀孔洞、断裂或裂缝系统(图 3h, 3i),但仍可残留未被充填的孔洞、断裂或裂缝系统,这三者可共同构成孔洞型白云岩储层的储集空间。

5 白云岩储层评价与分布预测

5.1 白云岩储层评价

从储层特征和成因分析可知,四川盆地栖霞组、茅口组发育三种孔隙结构类型的白云岩储层(表2):一是孔洞型白云岩储层,以中—粗晶白云岩

为主,溶蚀孔洞是主要的储集空间类型;二是孔隙型白云岩储层,以细晶白云岩为主,少量中晶白云岩,具有基质孔(晶间孔和晶间溶孔);三是孔隙型和孔洞型复合的白云岩储层,它是在孔隙型白云岩储层基础上叠加了热液溶蚀改造后形成的,具有基质孔和溶蚀孔洞双重孔隙结构。

表 2 四川盆地栖霞组、茅口组白云岩储层类型和评价

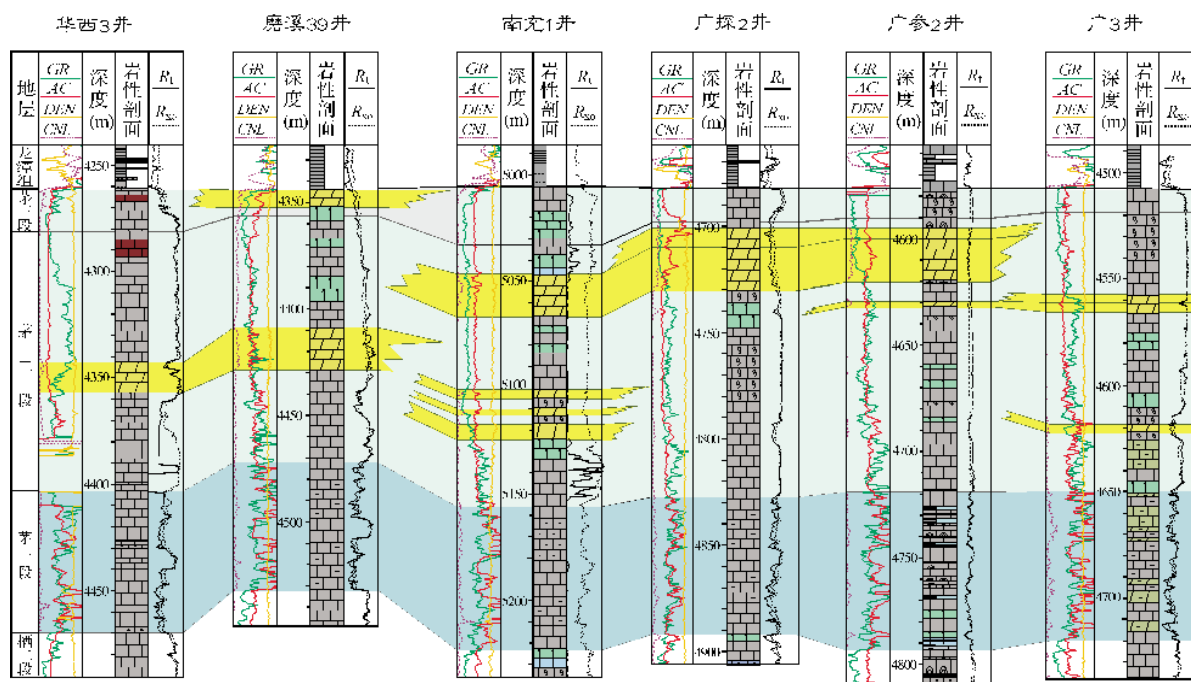
储层类型	孔洞型白云岩储层	孔隙型白云岩储层	复合型白云岩储层
岩性特征	中—粗晶白云岩,伴生鞍状白云石等热液矿物,原岩结构难以恢复	细晶白云岩为主,少量中晶白云岩,原岩结构可恢复	细晶、中—粗晶白云岩间互发育,或中—粗晶白云岩呈透镜状/斑块状准层状分布
孔隙类型	溶蚀孔洞为主,少量晶间孔和晶间溶孔	晶间孔为主,少量晶间溶孔	溶蚀孔洞、晶间(溶)孔呈不同比例间互或混合
物性特征	基质孔孔隙度大多小于 2%,孔洞孔隙度 3%~5%,渗透率 $(0.1\sim1)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$	基质孔孔隙度大于 8%,渗透率大于 $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$	基质孔孔隙度 2%~8%,孔洞孔隙度 3%~5%,渗透率大于 $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$
储层分布	主要分布在茅口组二段、三段,其次为栖霞组二段,主要分布于川西南地区,横向连续性差,沿断裂呈栅状分布	主要分布在栖霞组二段,川西和川中地区广布,横向连续性差,准层状或透镜状,受礁滩相带控制	栖霞组二段和茅口组二段、三段均有分布,主要分布于川西北和川中地区,横向连续性差,准层状,受礁滩相带和断裂共同控制
储层厚度	厚度变化大(0~30m),广探 2 井和广参 2 井茅口组三段分别见 25m 和 18m 白云岩储层	厚度变化大(0~50m),矿 2 井栖霞组见 46m 白云岩储层	厚度变化大(0~50m),磨溪 39 井和南充 1 井茅口组二段分别见 20m 和 10m 白云岩储层
储层评价	Ⅱ类储层。中高产能,储层非均质性强,规模存在不确定性	Ⅱ类储层。中等产能,储层有规模	Ⅰ类储层。高产稳产,储层有规模

5.2 白云岩储层分布预测

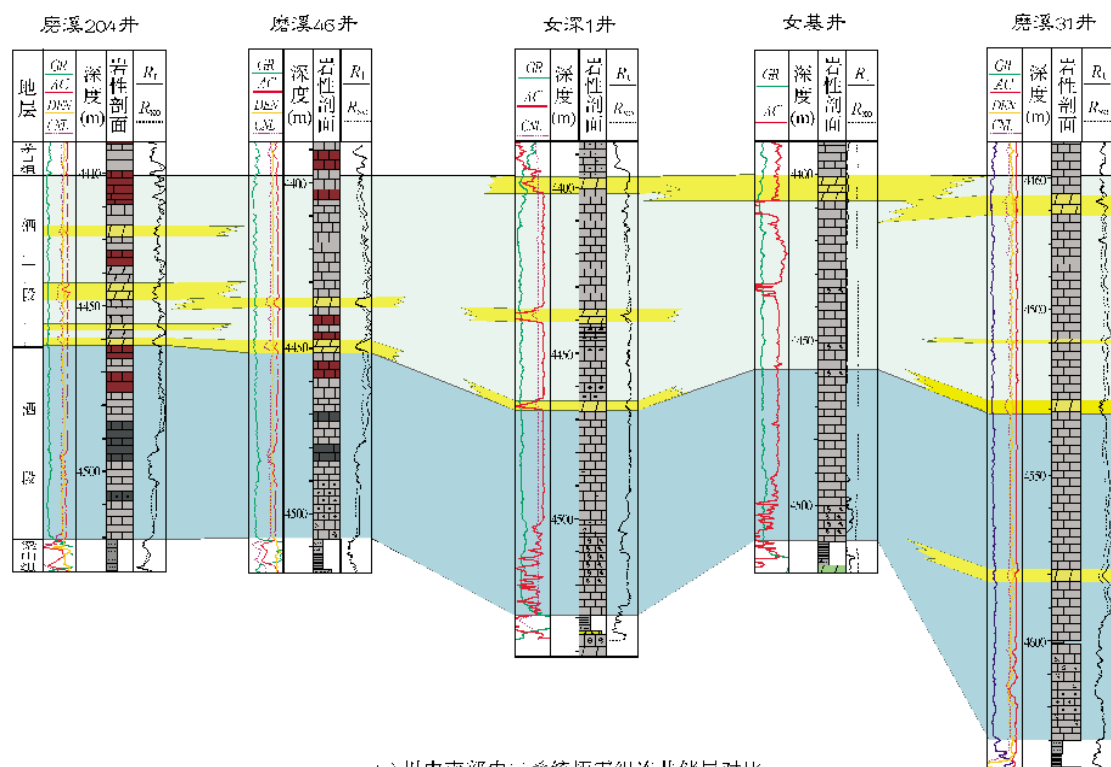
在露头剖面、老井复查和单井岩性识别的基础上,发现四川盆地栖霞组和茅口组白云岩储层的发育具有普遍性和一定规模,栖霞组白云岩储层主要发育于栖霞二段(图 9a),茅口组白云岩储层主要发育于茅二段、三段(图 9b)。区域上,栖霞一段和茅一段是四川盆地最好的海相碳酸盐岩烃源岩,茅四段为生物碎屑灰岩,且发生过不同程度的剥蚀^[35],因此它是茅口组顶部岩溶储层发育的重要层位。

储层成因研究揭示,有利的礁滩相带、暴露面及断裂系统主控了四川盆地栖霞组和茅口组白云

岩储层的平面分布,其中,中浅缓坡的礁滩相带是控制储层平面分布的最重要因素,叠合上暴露面(层序界面)及断裂系统等控制因素,就可以预测优质储层的分布。据此,本次研究基于全盆地近百口井的老井复查和白云岩地层厚度解释,并结合沉积相和礁滩体展布,编制了四川盆地栖霞二段、茅二段+茅三段白云岩储层厚度预测图(图 10a, 10b),从区域的角度预测了颗粒滩和白云岩储层的分布。栖霞二段白云岩储层主要分布于川西、川中和川南地区,茅二段+茅三段白云岩储层主要分布于川西南和川中地区,这些地区是四川盆地寻找栖霞组、茅口组基质孔型整装碳酸盐岩大气藏的重要勘探领域。



(b) 川中南部中二叠统茅口组连井储层对比



(a) 川中南部中二叠统栖霞组连井储层对比

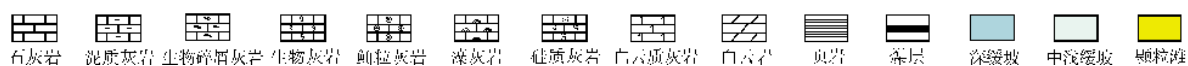
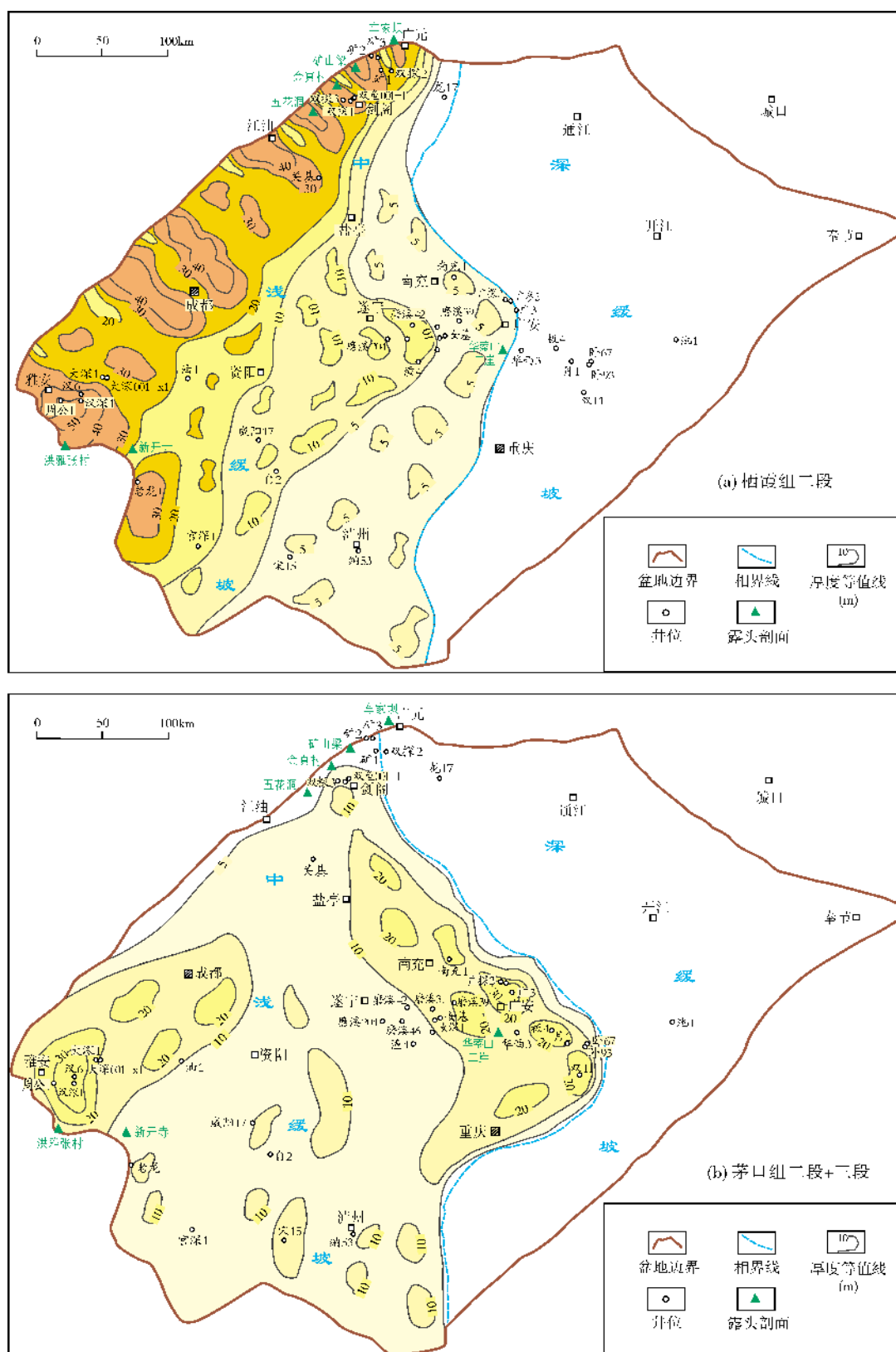


图9 四川盆地栖霞组、茅口组白云岩储层垂向分布特征

剖面位置见图1



6 结 论

本次对四川盆地二叠系栖霞组、茅口组储层的研究,取得了以下三个方面的认识:

(1)栖霞组、茅口组白云岩储层的发育具有普遍性和一定规模,可识别出孔隙型、孔洞型和复合型三类白云岩储层。孔隙型白云岩储层以细晶白云岩为主,少量中晶白云岩,储集空间以晶间孔、晶间溶孔为主;孔洞型白云岩储层以中粗晶白云岩为主,储集空间以溶蚀孔洞为主;复合型白云岩储层是在孔隙型白云岩储层基础上,经历晚期构造-热液事件的叠加改造,岩性类型有细晶、中晶和粗晶白云岩,孔隙类型有晶间孔、晶间溶孔和溶蚀孔洞,储层常呈准层状、透镜状、斑块状、栅状发育。

(2)栖霞组、茅口组白云岩储层的发育受控于三个因素:准相沉积是储层发育的物质基础,是原生孔隙和易溶矿物的载体,并会影响沉积之后的所有成岩改造;准体主要发育于向上变浅旋回的上部,且易于暴露,并在原生孔的基础上进一步溶蚀扩大,白云岩储层中的孔隙大多是对原生孔和早表生溶孔的继承和调整;暴露面和断裂系统是埋藏-热液成岩介质的通道,将导致周缘多孔细晶白云岩重结晶成中粗晶白云岩,同时形成热液溶蚀孔洞,这是对储集空间的重要补充。

(3)栖霞组、茅口组白云岩储层分布有规律,可预测。垂向上,白云岩储层主要分布于栖霞组二段和茅口组二段+三段;平面上,栖霞组二段白云岩储层主要分布于川西、川中和川南地区,以孔隙型和复合型白云岩储层为主,茅口组二段+三段白云岩储层主要分布于川西南和川中地区,以孔洞型和复合型白云岩储层为主。

参 考 文 献

- [1] 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一):南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相油气地质, 2008, 13(2): 1-16.
- [2] 张长江,刘光祥,曾华盛,等. 川西地区二叠系烃源岩发育环境及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 626-635.
- [3] 黄土鹏,江青春,汪泽成,等. 四川盆地中二叠统栖霞组与茅口组烃源岩的差异性[J]. 天然气工业, 2016, 36(12): 26-34.
- [4] 王会强,彭先,李爽,等. 裂缝系统气藏动态储量计算新方法——以四川盆地蜀南地区茅口组气藏为例[J]. 天然气工业, 2013, 33(3): 43-46.
- [5] 程光瑛,庞加研,张长盛. 川南地区茅口组储层裂缝系统预测方法探讨[J]. 石油与天然气地质, 1988, 9(1): 32-39.
- [6] 陈宗清. 川西南地区二、三叠系碳酸盐岩断带裂缝气藏[J]. 石油学报, 1995, 16(3): 37-43.
- [7] 姜德民,田景春,黄平辉,等. 川西南部地区中二叠统栖霞组岩相古地理特征[J]. 西安石油大学学报:自然科学版, 2013, 28(1): 41-46.
- [8] 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.
- [9] 袁浩,尹富平,杨巍,等. 川西北地区下二叠统栖霞组白云岩分布与成因探讨[J]. 四川地质学报, 2010, 30(4): 386-389.
- [10] 王丹,袁苗,段文浩,等. 川西北中二叠统栖霞组白云岩成因探讨[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(6): 46-49.
- [11] 舒晓辉,张军涛,李国蓉,等. 四川盆地北部栖霞组—茅口组热液白云岩特征与成因[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 442-448.
- [12] 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.
- [13] 冯明友,张帆,李跃纲,等. 川西地区中二叠统栖霞组优质白云岩储层特征及形成机理[J]. 中国科技论文, 2015, 10(3): 280-286.
- [14] 王海真,池英柳,赵宗举,等. 四川盆地栖霞组岩溶储层及勘探选区[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 833-842.
- [15] 张洪宝. 四川盆地南部栖霞组裂缝与溶蚀孔洞型天然气储层预测[J]. 资源与产业, 2015, 17(3): 89-94.
- [16] 杨光,汪华,沈浩,等. 四川盆地中二叠统储层特征与勘探方向[J]. 天然气工业, 2015, 35(7): 10-16.
- [17] 贾长青,陈耀礼,朱占美,等. 卧龙河气田茅口气藏卧 67~83 井裂缝系统实施强化开采措施的效果评价[J]. 钻采工艺, 2003, 26(5): 43-45.
- [18] 里玉,刘文峰. 主成分分析法识别白云岩——在卧龙河地区茅口组的应用[J]. 科技创新与应用, 2016, (28): 68.
- [19] 郝毅,林良彪,周进高,等. 川西北中二叠统栖霞组豹斑灰岩特征与成因[J]. 成都理工大学学报:自然科学版, 2012, 39(6): 651-656.
- [20] 兰叶芳,黄思静,袁桃,等. 茜素红染色技术应用于川西北中二叠统栖霞组豹斑灰岩流体包裹体测温研究[J]. 岩矿测试, 2015, 34(1): 67-74.
- [21] 沈安江,赵文智,胡安平,等. 海相碳酸盐岩储集层发育主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 545-554.
- [22] 赵文智,沈安江,郑剑锋,等. 塔里木、四川及鄂尔多斯盆地白云岩储层孔隙成因探讨及对储层预测的指导意义[J]. 中国科学:地球科学, 2014, 44(9): 1925-1939.
- [23] 赵文智,沈安江,胡素云,等. 塔里木盆地寒武—奥陶系白云岩储层类型与分布特征[J]. 岩石学报, 2012, 28(3): 758-768.
- [24] 吴联钱,胡明毅,胡忠贵,等. 四川盆地中二叠统层序地层学研究[J]. 石油地质与工程, 2010, 24(6): 10-13.
- [25] 赵宗举,周慧,陈轩,等. 四川盆地及邻区二叠纪层序岩相

- 古地理及有利勘探区带[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊 2): 35-51.
- [26] Webb G E, Kamber B S. Rare earth element in Holocene reefal microbialites: A new shallow seawater proxy[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2000, 64(9): 1557-1565.
- [27] Zhao Hongwen, Jones B. Distribution and interpretation of rare earth elements and yttrium in Cenozoic dolostones and limestones on Cayman Brac, British West Indies[J]. *Sedimentary Geology*, 2013, 284-285: 26-38.
- [28] Veizer J, Ala D, Azmy K, et al. $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ evolution of Phanerozoic seawater[J]. *Chemical Geology*, 1999, 161: 59-88.
- [29] Allan J R, Wiggins W D. Dolomite reservoirs: Geochemical techniques for evaluating origin and distribution[M]. Tulsa: AAPG Short Course Note Series 36, 1993: 129.
- [30] Moore C H. *Carbonate Diagenesis and Porosity*[M]. Amsterdam: Elsevier Science Publisher, 2001: 1-16.
- [31] 沈安江, 寿建峰, 张宝民, 等. 中国海相碳酸盐岩储层特征、成因和分布[M]. 石油工业出版社, 2016: 49-66.
- [32] 沈安江, 余敏, 胡安平, 等. 海相碳酸盐岩埋藏溶孔规模与分布规律初探[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(10): 1823-1830.
- [33] 张若祥, 王兴志, 蓝大樵, 等. 川西南地区峨眉山玄武岩储层评价[J]. *天然气勘探与开发*, 2006, 29(1): 17-20.
- [34] Graham R D, Langhorne B S. Structurally controlled hydrothermal dolomite reservoir facies: An overview[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(11): 1641-1690.
- [35] 江青春, 胡素云, 汪泽成, 等. 四川盆地茅口组风化石岩溶古地貌及勘探选区[J]. *石油学报*, 2012, 33(6): 949-960.

编辑: 董庸

Origin, Characteristics and Distribution of Dolostone Reservoir in Qixia Formation and Maokou Formation, Sichuan Basin, China

Hu Anping, Pan Liyin, Hao Yi, Shen Anjiang, Gu Mingfeng

Abstract: Carbonates of Middle Permian Qixia Formation and Maokou Formation had been gas-producing reservoir mainly in southern Sichuan Basin in the last century. It had been accepted that these reservoirs were fractured limestones, resulting in low gas ratio (5.80%) and failure to discover uncompartimentalized gas fields. Based on the investigations and analysis of 6 outcrops, 10 exploration wells, 500 thin sections, and other data of isotope, minor element, rare earth element, fluid inclusion and isotopic age get from 80 samples, three findings are presented as follows: (1) Dolostones with intercrystalline pores, dissolution-enlarged intercrystalline pores and vugs are widespread in Qixia Formation and Maokou Formation; (2) Dolostone reservoirs was predominantly constrained by shoal water carbonate sediments, and the dissolution in freshwater during early diagenetic processes, and the tectonic and hydrothermal events during burial; (3) The dolostone reservoirs are mainly distributed in the 2nd member of Qixia Formation in west and central Sichuan Basin, and in the 2nd and 3rd member of Maokou Formation in west, central and south Sichuan Basin.

Key words: Permian; Qixia Formation; Maokou Formation; Dolostone reservoir; Tectonic event; Hydrothermal event; Sichuan Basin

Hu Anping: PhD, Senior Engineer. Add: PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, 920 Xixi Road, Hangzhou, Zhejiang 310023, China