

川南丹凤—塘河地区嘉陵江组储层特征 及储层主控因素

王文之¹ 田景春^{1,2} 张 翔¹ 贺 洋³ 谭先锋¹ 阳 伟¹

(1.成都理工大学沉积地质研究院,四川 成都 610059; 2.成都理工大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室,四川 成都 610059; 3.四川省地质调查院,四川 成都 610081)

摘要:四川盆地泸州古隆起是重要的油气勘探领域,其嘉陵江组为该区主力产层。本文以碳酸盐岩储层地质学理论与方法为指导,以钻井岩心观察、铸体薄片鉴定、扫描电镜和岩心物性、孔隙结构等资料分析为基础,结合最新资料和新认识,对丹凤—塘河地区嘉陵江组嘉一—二¹和嘉二³亚段储层的岩石学特征、储集空间类型、孔隙结构特征、物性特征及电性特征进行了更深入研究。研究表明,研究区嘉一—嘉二¹和嘉二³亚段储集岩以粉细晶白云岩和颗粒云岩为主,储层空间以次生孔隙(粒间溶孔、白云岩晶间孔)为特征,储层总体上为孔隙型和裂缝—孔隙型储层。研究认为:①频繁的海平面升降和台内滩相带控制了优质储层分布范围和规模;②成岩期埋藏白云岩化作用是储层形成的基础;③岩溶作用扩大了储层发育范围,改善了储层物性。

关键词:嘉陵江组;储层特征;控制因素;川南地区

中图分类号:P618.130.2¹ **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2012)01-0127-08

四川盆地是一个大型的构造兼沉积盆地,与盆地周边的地质构造有着紧密的联系,印支期时已具盆地雏形,早喜山运动全面褶皱,奠定了现今的构造面貌(童崇光,1992年)。盆地内一般以华蓥山和龙泉山为界将盆地分为3个构造区,自西而东为川西北拗陷带、川中隆起带、川东南拗陷带。本文研究区位于华蓥山断裂上盘,印支期泸州古隆起东南上斜坡地区,属于川东南中隆低陡构造带,包括7个构造(丹凤场、临峰场、花果山、六合场、李子坝、梁董庙、塘河构造)和4个潜伏构造(走玛场、石板场、榕山、宝华场潜伏构造),面积约3 200 km²(图1)。

1 沉积相和储层基本特征

1.1 沉积相类型

在前人研究基础上^[1-3],根据钻井岩心、单井沉积相及井间沉积相对比研究,将丹凤—塘河地区嘉

陵江组划分为开阔台地和局限台地2个沉积相(图2),可进一步将开阔台地相划分为浅滩、滩间亚相;将局限台地相划分为局限台坪、台内滩和局限潟湖3个亚相,根据各类沉积相特征,可进一步划分为众多的微相类型(表1)。

1.2 岩石类型

丹凤—塘河地区嘉陵江组碳酸盐岩储层岩石类型主要为石灰岩和白云岩2大类。按结构特征分类,主要发育颗粒结构、泥微晶和晶粒3种结构类型。在铸体薄片观察、扫描电镜分析的基础上,认为研究区嘉陵江组的储集岩主要包括:颗粒灰岩、颗粒云岩、粉—微晶云岩和微晶灰岩等4大类型。由于各种储集岩的岩性差异,同时经历了不一样的成岩作用,必然造成各种岩石储集性能的差异(图3),根据不同岩石类型实测孔隙度大小之间的相关性,表明研究区储集性最好的岩石为白云岩类,其中粉晶白云岩

收稿日期:2011-06-10;改回日期:2011-11-12

基金项目:国家重大专项“四川盆地二—三叠系构造演化、层序地层格架及有利相带分布研究”(2008ZX05007-04-02)专题资助。

作者简介:王文之,男,1984年生,博士,主要从事沉积学、沉积地球化学研究;E-mail:55060319@qq.com。

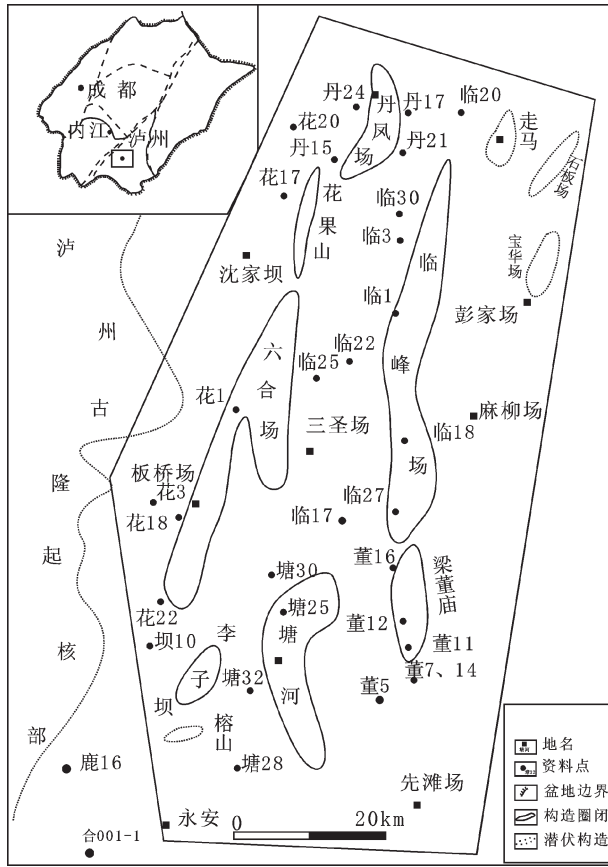


图 1 研究区区域位置图
Fig.1 Location of the study area

为 4.05%，粒屑云岩 3.52%，次为颗粒灰岩。

1.3 储层特征

1.3.1 储集空间类型及特征

通过对研究区内岩心以及 300 余件铸体薄片的观察,研究区嘉陵江组储层储渗空间类型多样,有粒间溶孔、晶间孔与晶间溶孔、粒内溶孔与铸模孔、膏

溶(膏模)孔洞、溶蚀孔洞和裂缝,其中有效储集空间主要是有粒间溶孔、晶间孔,其次为粒内溶孔,此外局部还发育有溶洞和裂缝储集空间,充填的裂溶缝为最有效的运移通道。

(1)粒间溶孔

鲕粒、生物碎屑以及砂屑等颗粒间的胶结物后期受溶,对基质以及胶结物直接溶蚀而形成粒间溶孔,孔径大小一般为 0.1~0.3 mm。该类孔隙于嘉一—嘉二¹亚段中最为发育,嘉二³亚段也有发育。这类孔隙不仅可以提高岩石的储集性能,而且具很好的连通性,是研究区嘉陵江组优良的储集空间(图 4-I)。

(2)晶间孔与晶间溶孔

晶间孔是指石灰岩转化为白云岩时形成的储集空间(图 4-II、III),孔径一般为 0.05~0.15mm,多发育于粉-细晶白云岩中。只要发生有溶蚀作用,就可形成晶间溶孔,该类储集空间于研究区嘉嘉一—二¹亚段、嘉二³亚段非颗粒白云岩层段中广泛发育。

(3)粒内溶孔与铸模孔

这类孔隙为鲕粒、生物碎屑以及砂、砾屑等颗粒沉积后,被选择性溶蚀而形成的孔隙,孔径一般大小为 0.1~0.2 mm,颗粒部分被溶蚀形成的孔隙称为粒内溶孔,颗粒被完全溶蚀称为铸模孔。如李子坝构造坝 19 井的嘉一—嘉二¹亚段粒内溶蚀孔隙非常发育(图 4-IV、V),鲕粒被溶空,形成铸模孔,对储层贡献较大。

(4)膏溶(膏模)孔洞

在局限环境中,石膏以斑块或斑点的形式存在于灰岩或白云岩中,较为孤立的晶体簇存在于白云岩和灰岩中,常呈板状,也可有放射状。该类岩石于同生期或表生期受大气淡水的溶蚀作用,石膏部分

表 1 丹凤—塘河地区嘉陵江组沉积相划分方案

Table 1 Classification scheme for facies of Jialingjiang Formation in Danfeng-Tanghe area

相	亚相	微相	发育层位
开阔台地	浅滩	鲕粒滩、生屑滩、砂屑滩、砾屑滩等	嘉一—嘉二 ¹ 段 嘉三—嘉四 ¹ 段
		滩间	
局限台地	局限台坪	膏坪、云膏坪、膏云坪、灰坪、灰云坪、云坪、云灰坪、云膏坪、膏云坪	嘉二 ² 段 嘉二 ³ 段 嘉四段 嘉五段
	台内滩	鲕粒滩、生屑滩、砂屑滩、砾屑滩等	
	局限潟湖	灰质潟湖、云质潟湖、云膏质潟湖、膏云质潟湖、膏质潟湖、灰云质潟湖、泥质潟湖、泥灰质潟湖、云灰质潟湖	

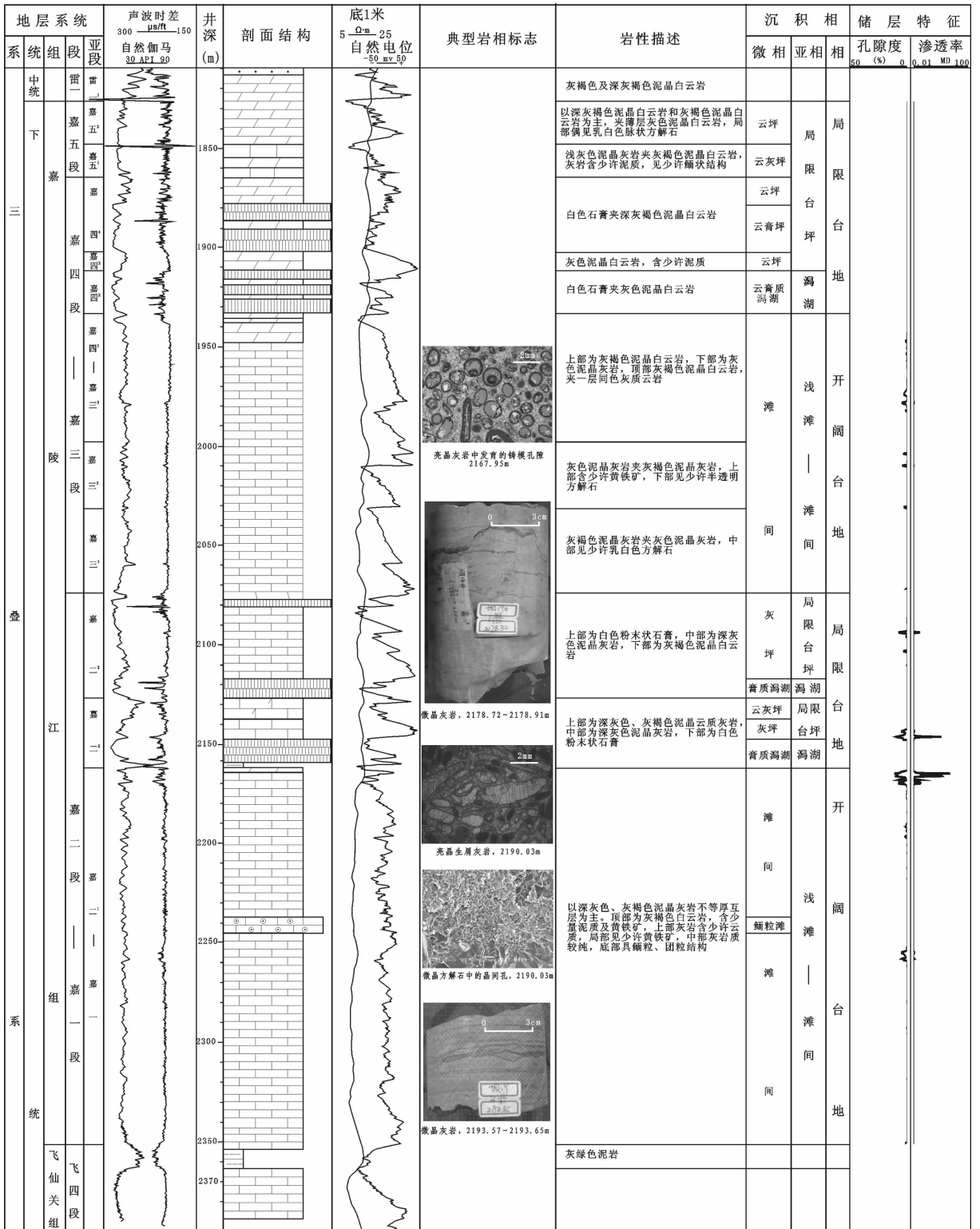


图 2 川南嘉陵江组沉积相综合图(坝 19 井)

Fig.2 Comprehensive map of Jialingjiang sedimentary facies in southern Sichuan (Ba 19 well)

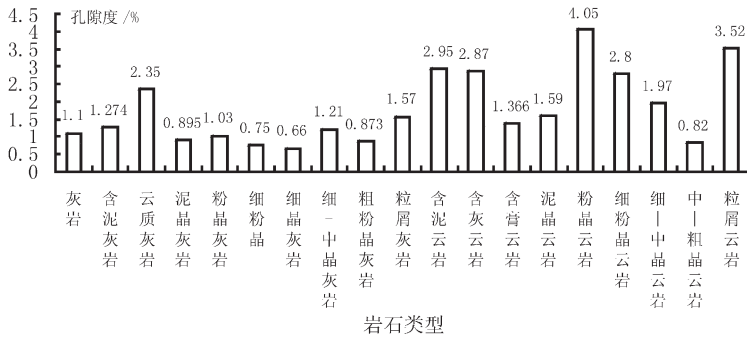


图3 川南丹凤—塘河地区嘉陵江组不同岩石类型孔隙度分布频率图

Fig.3 Frequency map of porosity distribution of different rock types in Jialingjiang Formation of in Danfeng-Tanghe area, Southern Sichuan

或完全被溶掉,从而形成膏溶(膏模)孔洞(图4-V)。在嘉二²、二³亚段沉积时期,为局限台坪沉积环境,由于受海平面的升降影响,暴露于大气水中,膏盐岩层受溶后形成膏溶(膏模)孔洞。这类孔洞特点是较孤立,连通性较差,但也可以作为储层的次要储集空间。

(5)溶蚀孔洞

这类孔洞主要为大气水沿渗流通道溶蚀扩大而成,可以为厘米级到十米级,而且纵向上可以更长。岩溶孔洞还包括微观上的组构非选择性溶蚀孔洞(图4-VII),这类溶蚀孔洞形成时,岩石已经历了一定的稳定化作用,颗粒与充填物间的差异变小,溶蚀作用同时对颗粒和充填物发生作用。这类孔隙一般形态很不规则,且规模不大,常与粒内溶孔、粒间溶孔以及晶间孔和晶间溶孔同时出现于储层中,因此,该类储集空间在研究区嘉陵江组较为重要。

(6)裂缝

裂缝按成因可分为由破裂作用形成的裂缝和未完全充填及与裂缝相关的包括充填后溶蚀形成的裂缝(图4-VIII)。裂缝作为一种特殊的孔隙类型,同时起到了储集空间和渗滤通道两种作用,但更主要的是起渗滤通道作用,真正对储层贡献较大的只有构造缝和溶蚀缝。构造裂缝常呈开启度很高的平直高角度缝,缝内常充填有晚期次生矿物,常见的充填物有铁方解石、石英、萤石、黄铁矿等;溶蚀缝大多数是在前2类裂缝的基础上经溶蚀发展而成,通常呈不规则弯曲状,其成因与生烃过程中排出的酸性有机热液的溶解作用有关,可提供重要的油气渗滤通道,对改善储层性能至关重要。

1.3.2 孔隙结构特征

根据毛细管压力曲线及孔喉特征参数,结合铸体薄片及扫描电镜的孔隙鉴定结果,将储层孔隙结构划分为以下4个类型。

(1) I类储集岩:孔隙结构为粗孔大喉型,孔隙度 $\geq 12\%$,渗透率 $\geq 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中值喉道宽度 $\geq 2 \mu\text{m}$,毛管压力曲线特征为粗歪度,分选好,平台段长(图5-A),仅靠孔隙喉道便可产出工业气流,为典型的孔隙型储集岩。主要储集岩有溶孔亮晶颗粒云岩、溶孔粉晶云岩等,主要储渗空间为粒间溶孔或晶间溶孔。

(2) II类储集岩:孔隙结构为粗孔或细孔中喉型,孔隙度 $12\% \sim 6\%$,渗透率 $10 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中值喉道宽度 $2 \sim 0.5 \mu\text{m}$,毛管压力曲线特征为中—细歪度,分选较好,平台段长,为较好的储集岩(图5-B)。II类储集岩的孔隙度值变化很大,包括一些高孔低渗岩类。主要储集岩有亮晶鲕粒云(灰)岩、粒屑粉晶云岩和粉晶云岩,主要储集空间为粒间孔或粒内溶孔及铸模孔或晶间溶孔。

(3) III类储集岩:孔隙结构为粗孔或细孔小喉型,孔隙度 $< 6\% \sim 2\%$,渗透率 $< 0.1 \times 10^{-3} \sim 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中值喉道宽度 $< 0.5 \sim 0.04 \mu\text{m}$,毛管压力曲线特征为中—细歪度,分选中—差,为较差的储集岩(图5-C)。主要岩性有粒屑灰(云)岩和粉晶云岩等,主要储渗空间有粒内溶孔及颗粒铸模孔或膏模孔及膏溶孔洞。II、III类储集岩孔隙的渗透性能较差,只靠孔隙喉道,渗流的能力是有限的,多在构造张性缝发育段形成裂缝—孔隙性储层。

(4) IV类储集岩:孔隙结构为微隙微喉型,孔隙

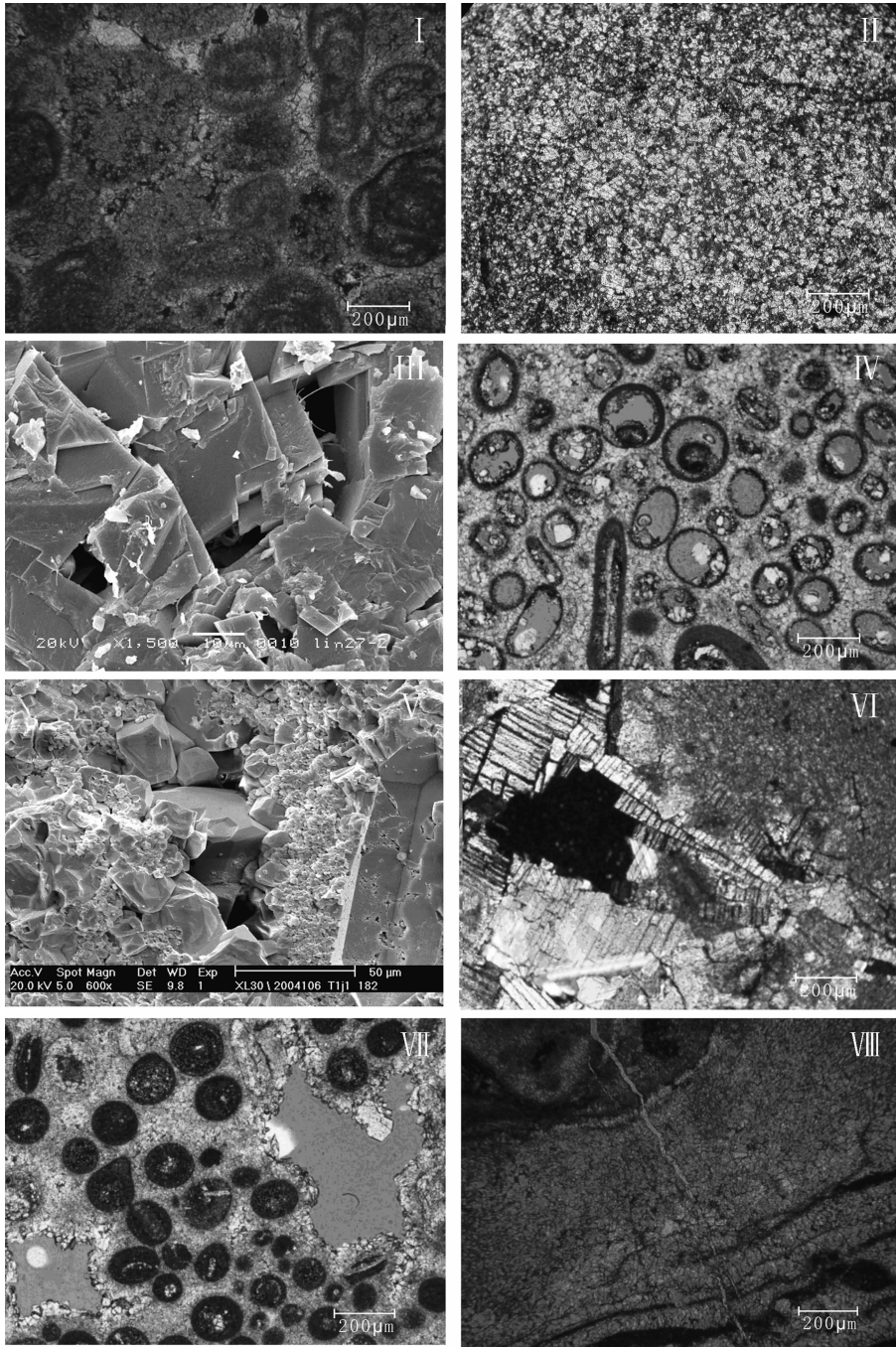


图 4 川南丹凤—塘河地区嘉陵江组孔隙类型及成岩作用图

I—粒间溶孔,临 27 井,嘉一—嘉二¹,-N;II—微—粉晶白云岩中发育的晶间孔隙,临 12 井,1 297.88 m,嘉二³, -N; III—菱形白云石晶体晶间孔隙,临 27 井,1 944.28m,嘉二²; IV—亮晶颗粒灰岩中发育的铸模孔隙,坝 19 井,2167.95 m,嘉一—嘉二¹,-N;V—溶孔被方解石半充填,坝 25 井,2 183.87 m,嘉一—嘉二¹;VI—膏溶孔,同福 7 井,1 173.67 m,嘉四¹—嘉三³, +N; VII—超大溶孔,砂屑灰岩,二 18 井,2 403.95 m,嘉一—嘉二¹,-N ;VIII—粉晶白云岩中发育的裂缝,鹿 17 井,2197.38 m,嘉一—嘉二¹, -N

Fig.4 Pore types and diagenesis of Jialingjiang Formation in Danfeng—Tanghe area, southern Sichuan

I—Intergranular dissolved pore,Lin 27 well,Jia I—Jia II¹,-N ;II—Intergranular pore developed in micro—crystal powder,Lin 12 well,1297.88m, Jia II³, -N ;III—Rhombus intercrystal pore of dolomite crystal, Lin 27 well,1944.28m,Jia II² ;IV—Moldic pore developed in calc—sparite grained limestone,Ba 19 well,2167.95m,Jia I—Jia II¹,-N ;V—Half—filling dissolved hole with calcite,Ba 25 well ,2183.87 m ,Jia I—Jia II¹;VI—Dissolved pore of gypsum,Tongfu 7 well,Jia IV1—Jia III³, +N ; VII—Superlarge dissolved pore, calcarenite,Er 18 well,2403.95m ,Jia I—Jia II¹, -N ; VIII—Split developed in crystal powder dolomite rock,Lu 17 well, 2197.38m , Jia I—Jia II¹, -N

度 $<2\%$, 渗透率 $<0.001\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 中值喉道宽度 $<0.04\mu\text{m}$, 毛管压力曲线特征为极细歪度, 分选极差(图5-D)。多分布于嘉一段和嘉三段的微晶粒屑灰岩、微晶灰岩中, 属于致密的非储集岩。但在地史时期, 若经断层及裂缝系统改造, 便可成为具有一定储渗能力的储层, 即裂缝型储层, 勘探中发现的裂缝型气藏多属此类。

2 储层发育的主控因素

2.1 海平面升降变化的控制作用

丹凤—塘河地区嘉陵江组沉积期出现了较为频繁的海平面升降变化, 形成3次较大的海进→海退沉积旋回^[4]。在上述海平面升降背景下, 研究区处于局限台地和开阔台地沉积环境, 储集类型主要以白云岩和颗粒岩为特征。具体表现为: ①在嘉一—嘉二¹沉积早期及嘉三¹、嘉三²及嘉三³—嘉四¹沉积早期为海平面上升期, 以泥微晶灰岩和颗粒灰岩发育为特征, 孔隙相对不发育, 为不利的储层发育层段。②嘉一—嘉二¹沉积晚期、嘉二²和嘉二³沉积期及嘉三³—嘉四¹沉积晚期受海平面下降控制, 沉积物易于暴露, 遭受大气淡水淋溶溶蚀和白云石化, 有利于溶蚀孔隙和晶间孔隙的发育。

2.2 沉积相的控制作用

沉积相对储层的控制作用主要表现在以下几方面: 首先不同沉积环境中形成的岩石类型的储集性能存在明显差异, 表明研究区嘉陵江组的储集性能与沉积环境控制下的岩石类型关系密切。根据各类岩性平均孔隙度值的大小, 各岩类储集性能从好到差的相对顺序: 颗粒云岩>晶粒云岩类>颗粒灰岩>灰岩>膏岩类。岩石类型明显控制了储集性能, 而岩石类型在区域上出现的分异现象, 又主要受古地貌的控制。其次通过对研究区嘉陵江组局限台坪、滩间、台内滩和局限潟湖等4种亚相类型的岩心实测孔隙度的统计, 表明研究区嘉陵江组的储集性能与沉积亚相之间同样存在良好的相关关系。根据不同亚相类型的平均孔隙度值的高低, 可以得出各亚相储集性能由好到差的相对排序: 台内滩>局限台坪>局限潟湖>滩间。当然, 由于后期成岩作用的改造, 不同沉积相带的储集性能也可能发生变化。

2.3 白云石化的控制作用

根据研究区及邻区钻井岩心、普通薄片和铸体薄片的详细观察, 结合研究区及邻区地球化学分析,

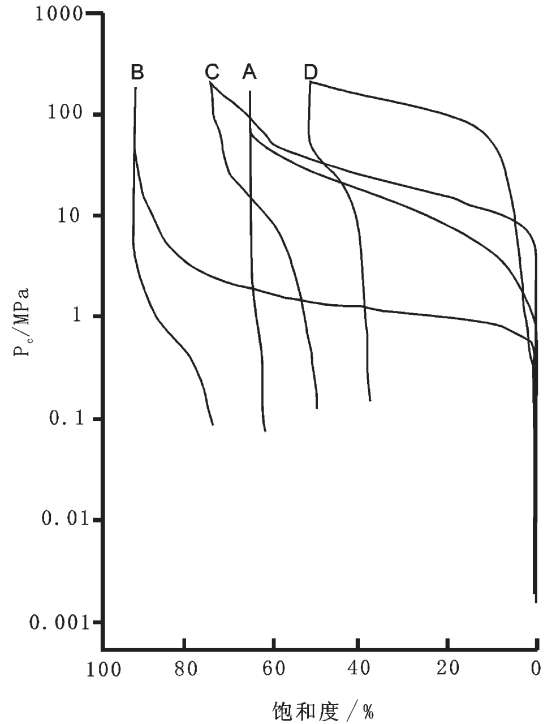


图5 各类储层毛细管压力曲线图

Fig.5 Various types of reservoir capillary pressure curves

在研究区嘉陵江组中大致可划分出3种不同成因的白云石化作用: 同生—准同生阶段—蒸发泵白云石化白云岩、同生期回流渗透云化作用和埋藏期埋藏云化作用形成的白云岩。近期众多实际的勘探结果和进展^[5-11], 好的储层几乎全为白云岩类, 表明储层的发育与白云石化作用息息相关。

2.4 古岩溶的控制作用

研究区位于泸州古隆起的上斜坡处, 嘉陵江组沉积后—中三叠世末, 受早印支运动的影响, 华蓥山断裂带东侧大幅度抬升, 形成北东—南西向延伸的具有断隆特点的大型泸州古隆起, 其上的中、下三叠统地层遭受强烈剥蚀, 古隆起核部已剥蚀至嘉三段, 形成了在古隆起上分布的嘉陵江组碳酸盐岩古风化壳。

古岩溶斜坡区岩溶带厚度大, 渗流带、潜流带及深部岩溶带较为发育, 地下水矿化度也低, 相对集中且流速较快, 溶孔层和洞穴系统较发育, 特别在潜流带、活动带可形成大型洞穴系统十分发育的主岩溶带^[12-14]。以非选择性溶蚀形式进行, 因此, 在碳酸盐岩层内形成大小不一、形态各异的各种溶孔、溶洞和溶缝。

3 结论

1)将丹凤—塘河地区嘉陵江组划分为开阔台地和局限台地2个沉积相,不同沉积相中的岩石类型不同,其储集性也能存在差异,各岩类储集性能从好到差的相对顺序:颗粒云岩>晶粒云岩类>颗粒灰岩>灰岩>膏岩类。

2)将川南嘉陵江组储层可分为孔隙型和裂缝—孔隙型2种类型,其中,孔隙型是最好的储层,裂缝—孔隙型是区内最发育的储层类型。

3)嘉陵江组储层发育的主控因素可归结为3点:①频繁的海平面升降和台内滩相带控制了优质储层分布范围和规模;②成岩期埋藏白云岩化作用是形成储层的基础;③岩溶作用扩大了储层发育范围,改善了储层的物性。

参考文献(References):

- [1] 乔占峰,李国蓉,李弢. 泸州古隆起地区嘉陵江组层序特征及其对碳酸盐岩储层的控制[J]. 沉积学报, 2008, 26(1):92-110.
Qiao Zhanfeng, Li Guorong, Li Tao. Sequence-Stratigraphic Features and Their controls on carbonate reservoirs for the Triassic Jialingjiang Formation of the Luzhou Paleohigh in Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26 (1):92-110. (in Chinese with English abstract).
- [2] 李文茂,李国蓉,张天操,等. 川东南庙高寺—二里场地区嘉陵江组层序地层与沉积相[J]. 海相油气地质, 2010, 15(2):36-44.
Li Wenmao, Li Guorong, Zhang Tiancao, et al. Sequence stratigraphy and sedimentary facies of Lower Triassic Jialingjiang Formation in Miaogaosi-Erlifang Area, Sichuan Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2010, 15 (2):36-44 (in Chinese with English abstract).
- [3] 朱露,胡明毅,段健,等. 四川盆地西南地区下三叠统嘉陵江组沉积相研究[J]. 海洋石油, 2010, 30(1):43-47.
Zhu Lu, Hu Mingyi, Duan Jian, et al. Study on sedimentary facies of Jialingjiang Formation in southwest of Sichuan Basin [J]. Offshore Oil, 2010, 30(1):43-47(in Chinese with English abstract).
- [4] 昌燕,谭秀成,杜本强,等. 岩相古地理对自贡地区嘉陵江组储层的控制[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(11):12-15.
Chang Yan, Tan Xiucheng, Du Benqiang, et al. The control of lithofacies paleogeography to Jialing jiang formation reservoir in Zigong area [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(11): 12-15(in Chinese with English abstract).
- [5] 戴嘉果,郑荣才,李爽,等. 川东—渝北地区飞仙关组层序—岩相古地理特征[J]. 中国地质, 2009, 36(1):110-119.
Dai Liguo, Zheng Rongcai, Li Shuang, et al. Sequence-based lithofacies and paleogeography of Lower Triassic Feixianguan Formation in eastern Sichuan and northern Chongqing area [J]. Geology in China, 2009, 36(1):110-119(in Chinese with English abstract).
- [6] 王维斌,苟洪才,邱彬,等. 四川盆地东部下三叠统嘉陵江组储层特征[J]. 天然气工业, 2005, 25(10):30-32.
Wang Weibing, Gou Hongcai, Qiu Bing, et al. Reservoir characteristics of T1j in the east part of Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25 (10):30-32 (in Chinese with English abstract).
- [7] 邓静,张凯,王一,宜宾潜伏构造嘉陵江组储层特征及其控制因素[J]. 断块油气田, 2007, 14(4):13-16
Deng Jing, Zhang Kai, Wang Yibing. Reservoir characteristics and control factors of Jialing jiang formation in Yibin buried structure[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2007, 14(4):13-16(in Chinese with English abstract).
- [8] 倪新锋,陈洪德,韦东晓. 礁滩复合型气藏物质聚集分布及储层特征研究——以川东北地区普光气田长兴组—飞仙关组为例[J]. 中国地质, 2007, 34 (6):1045-1054 (in Chinese with English abstract).
Ni Xinfeng, Chen Hongde, Wei Dongxiao. Distribution and accumulation of materials in shoal-reef compound gas deposits and reservoir characteristics—A case study of the Changxing-Feixian Formation in the Puguang gas field, northeastern Sichuan [J]. Geology in China, 2007, 34 (6):1045-1054 (in Chinese with English abstract).
- [9] 李爱国,易海永,刘超,等. 川东北地区嘉陵江组嘉二段储层特征研究[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(3):1-5.
Li Aiguo, Yi Haiyong, Liu Chao, et al. Reservoir characteristics in Jialingjiang 2 member in northeastern Sichuan basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2008, 31 (3)1-5 (in Chinese with English abstract).
- [10] 曾伟,强平,徐建斌,等. 川东嘉二段气藏形成的沉积、成岩控制作用[J]. 石油勘探与开发, 1998, 5 (3): 22-25.
Zeng Wei, Qiang Ping, Xu Jianbing, et al. Sedimentation and diagenesis control function in Jialing jiang 2 member in northeastern Sichuan basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 1998, 5 (3):22-25 (in Chinese with English abstract).
- [11] 董国臣,孙景民,张守鹏,等. 廊固凹陷古近系层序地层特征及油气储集规律探讨[J]. 中国地质, 2002, 29(4):397-400.
Dong Guochen, Sun Jingmin, Zhang Shoupeng, et al. Paleogene sequence stratigraphy and oil-gas accumulation in the Langu subdepression [J]. Geology in China, 2002, 29 (4): 397-400 (in Chinese with English abstract).
- [12] 段金宝,黄仁春,程胜辉,等. 川东北通南巴构造嘉二段储层特征与主控因素[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(5):207-2010
Duan Jinbao, Huang Renchun, Cheng Shenghui, et al. Reservoir characteristics and control factors in Tong Nanba structural belt T1J2 member. in northeastern Sichuan basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(5):207-2010(in Chinese with English abstract).
- [13] 徐胜林,陈洪德,林良彪,等. 川东南地区飞仙关组层序岩相古

地理特征[J]. 中国地质, 2009, 36(5):1055-1065.

Xu Shenglin, Chen Hongde, Lin Liangbiao, et al. Sequence-based lithofacies and paleogeography of Lower Triassic Feixianguan Formation in southeastern Sichuan Basin [J]. *Geology in China*, 2009, 36(5):1055-1065 (in Chinese with English abstract).

[14] 肖传桃, 朱忠德, 李相明. 中扬子台地下奥陶统含礁层系层序地

层研究[J]. 中国地质, 2003, 30(3):274-280.

Xiao chuanta, Zhu Zhongde, Li Xiangming. Sequence stratigraphy of Lower Ordovician reef-bearing strata in the Middle Yangtze platform[J]. *Geology in China*, 2003, 30(3):274-280 (in Chinese with English abstract).

Characteristics and major controlling factors of Jialingjiang Formation reservoirs in Danfeng-Tanghe area, southern Sichuan Province

WANG Wen-zhi¹, TIAN Jing-chun², ZHANG Xiang¹,
HE Yang³, TAN Xian-feng¹, YANG Wei¹

(1. *Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China*; 2. *State Key Laboratory of Oil/Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University Of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China*; 3. *Sichuan Geological Survey, Chengdu 610081, Sichuan, China*)

Abstract: Luzhou uplift in Sichuan basin is an important area for oil and gas exploration, and Jialingjiang Formation is the main producing formation in this area. Under the guidance of theories and methods of carbonate reservoir geology and on the basis of core observation, cast thin section analysis, SEM and analytical data of physical property and pore structure, in combination with new information and new achievements obtained recently, the authors studied in detail the petrologic characteristics of Jialingjiang Formation, the storage space type, pore features and electrical performance characteristics of Jia II¹-Jia I and Jia II³ reservoirs in Danfeng-Tanghe area. Researches show that Jia II¹-Jia I and Jia II³ reservoirs in the study area are mainly powder fine-crystalline and grained dolomite, and the accumulation spaces are mainly secondary pores (intergranular dissolved pores and dolomite intercrystalline pores). The reservoirs are mainly of the pore type and the fracture-pore type. Researches show that ① the beach of platform facies controlled the distribution scale and range of the reservoir; ② dolomitization constituted the basis of reservoir composition; ③ karstification and tectonic action played a most important role in expanding the reservoir distribution and improving the physical character of the reservoir.

Key words: Jialingjiang Formation; reservoir characteristics; controlling factors; southern Sichuan basin

About the first author: WANG Wen-zhi, male, born in 1984, doctor candidate, mainly engages in the study of sedimentology and sedimentary geochemistry; E-mail: 55060319@qq.com.