

川东北普光地区茅口组白云岩发育特征

张坤贞, 王菱舒, 杨永灵, 宫玉平, 朱丹玲, 杨优磊

中国石化中原石油工程有限公司录井公司

摘要 近年来,在川东北普光地区中二叠统茅口组白云岩储层中发现了良好的气显示,揭示了新的勘探领域。基于钻井岩心、薄片等研究认为:川东北普光地区茅口组白云岩类型主要为灰质(含灰)粉—细晶白云岩,局部见灰质(含灰)砂屑白云岩,偶见粗晶白云岩;粉—细晶白云石多呈半自形—自形晶,残余粒间孔、晶间孔缝发育。纵向上,研究区内茅口组白云岩主要发育在茅二段(明1井最厚,达18.1m,一般钻井厚度10m左右)和茅一段顶部,茅三段白云岩厚度较薄。横向上个别层段白云岩分布可对比,但整体可对比性较差;平面上,茅口组白云岩主要分布于双石庙构造和东岳寨构造,其次是东南方向的清溪场构造和宣汉东构造。研究区内茅口组白云岩分布与沉积作用及断裂系统均有一定联系,在台内滩与北东向、北西向2组断裂叠合的部位,白云岩相对更发育。

关键词 四川盆地; 普光地区; 二叠纪; 茅口组; 白云岩储层; 发育特征

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

近年来,四川盆地中二叠统茅口组获得重要的天然气发现,揭示了具有白云岩基质孔隙支撑、叠加岩溶及构造等因素产生的溶洞、裂缝等的多孔介质储层,白云石化、白云质这类白云岩储集层具有很大的勘探潜力^[1-4]。关于中二叠统白云岩成因,当前主流的认识是构造-热液成因^[4-5],但唐雪松等^[6]主张在重视“断控热液”型储层的基础上,也要进一步加强“相控岩溶”对储层形成所起控制作用的分析。

川东北普光地区的主力产层为上二叠统长兴组的生物礁储层和下三叠统飞仙关组的鲕粒滩储层,岩性以大套中孔中渗、高孔高渗的溶孔型白云岩为主^[7]。随着勘探向深部海相地层的深入,区内有5口井在中二叠统茅口组见到良好气显示,其中,明1井、清溪3井完井测试获得低产气流。明1井、清溪3井对应的储层分别为含灰砂屑白云岩和微—粉晶白云岩,这反映了普光地区茅口组白云岩具备一定的勘探潜力。对于这套新发现的含气层,笔者选择普光地区3个构造带的典型钻井,对茅口组白云岩发育特征开展研究,并对白云石化控制因素进行了初步探讨,以期对普光地区茅口组储层识别及预测提供依据。

1 地质背景

普光地区位于四川省达州市,构造上处于四川

盆地东北部,为川东高陡断褶带向北延伸部分,区内发育一系列北东向的构造(图1)。

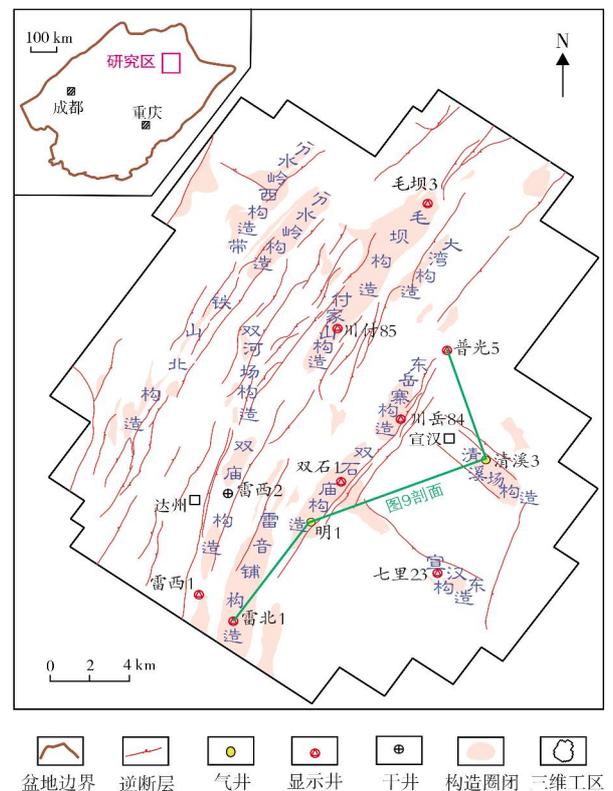


图1 川东北普光地区茅口组构造圈闭及井位分布

收稿日期: 2017-05-08; 改回日期: 2018-01-16

第一作者: 张坤贞,高级工程师,2003年毕业于河北理工学院,现从事地质综合研究工作。通信地址: 457001 河南濮阳市五一一路85号; E-mail: 350443906@qq.com

区内茅口组发育碳酸盐开阔台地沉积,钻井揭示厚度为150~225m,根据岩电特征可分为3段(图2),茅三段在北部(毛坝构造)因地层剥蚀而缺失,茅二段和茅一段又可分别划分为3个亚段。茅三段以泥—微晶灰岩为主,也发育浅灰色溶洞状白云质灰岩、

灰色砂屑白云岩、硅质灰岩等;茅二段以泥晶灰岩为主,局部白云石化作用较强,上部地层在毛坝构造、清溪场构造发育生物碎屑灰岩;茅一段以泥灰岩、含泥灰岩为主,毛坝构造、清溪场构造局部发育生物碎屑灰岩。

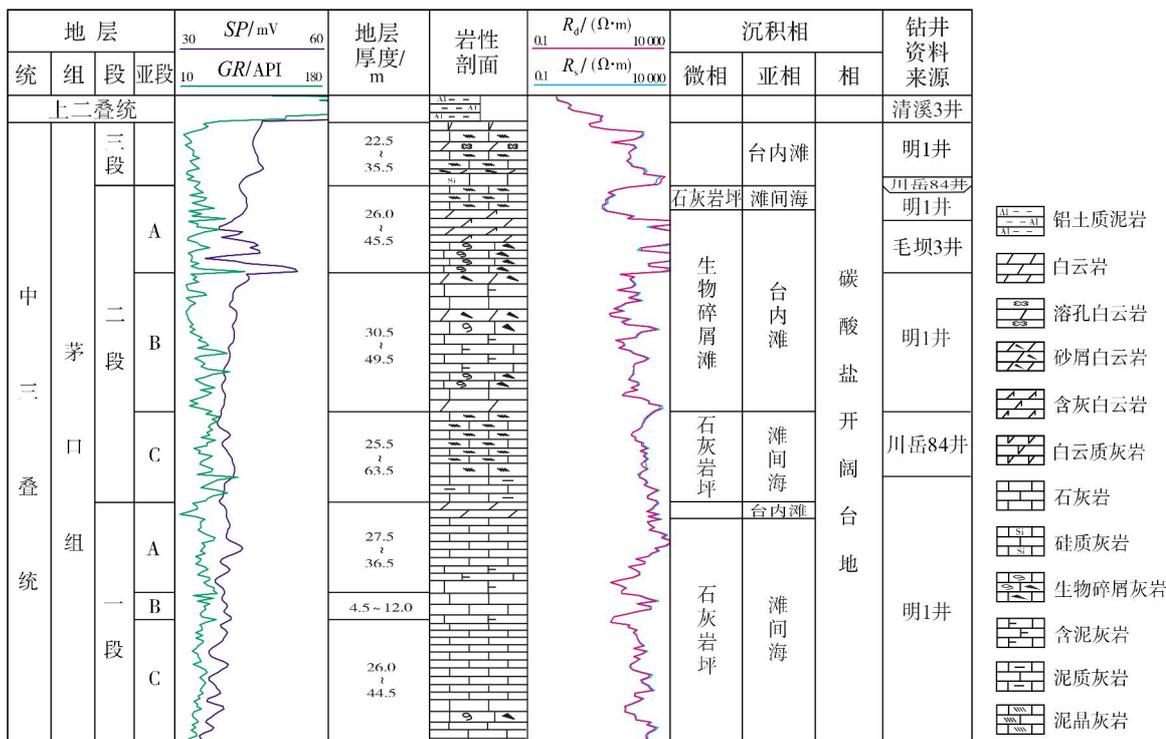


图2 川东北普光地区茅口组综合柱状图

2 典型井白云岩发育特征

本文选择普光地区3个构造带的典型钻井,依据详实的岩矿资料,对茅口组白云岩发育特征进行分析,发现不同区带的白云岩发育程度存在差异。

2.1 双石庙构造明1井

双石庙构造明1井揭示茅三段至茅一段均不同程度发育白云岩(图3),并存在较好的白云岩储层。

茅三段白云岩类型主要有含灰粉晶白云岩、含灰砂屑白云岩、粉晶白云岩。含灰粉晶白云岩中,石灰岩碎屑呈球粒状,溶蚀孔洞、裂缝发育,粉晶(晶间)溶蚀孔洞内充填沥青质(图4a)。含灰砂屑白云岩,一般含灰质15%左右,灰质呈蠕虫状和残蚀斑块状分布于粒内和粒间,砂屑间孔缝充填沥青质(图4b)。粉晶白云岩中,白云石呈半自形—自形晶(图4c),残余晶间孔发育。

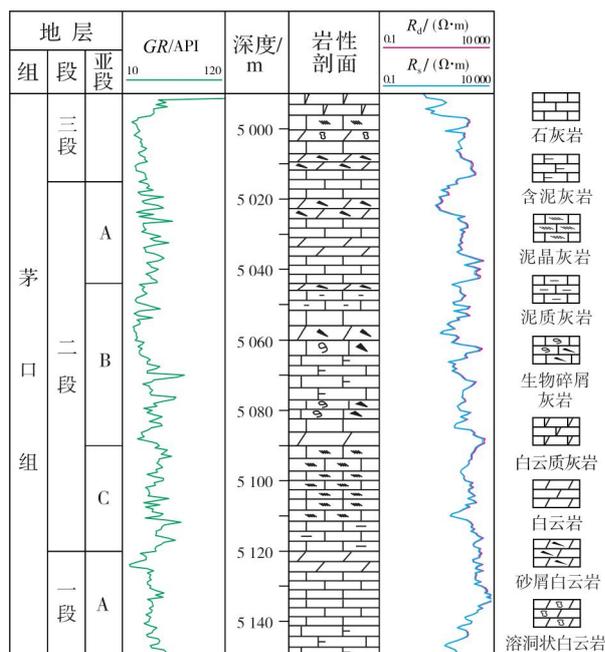


图3 川东北双石庙构造明1井茅口组岩性柱状图

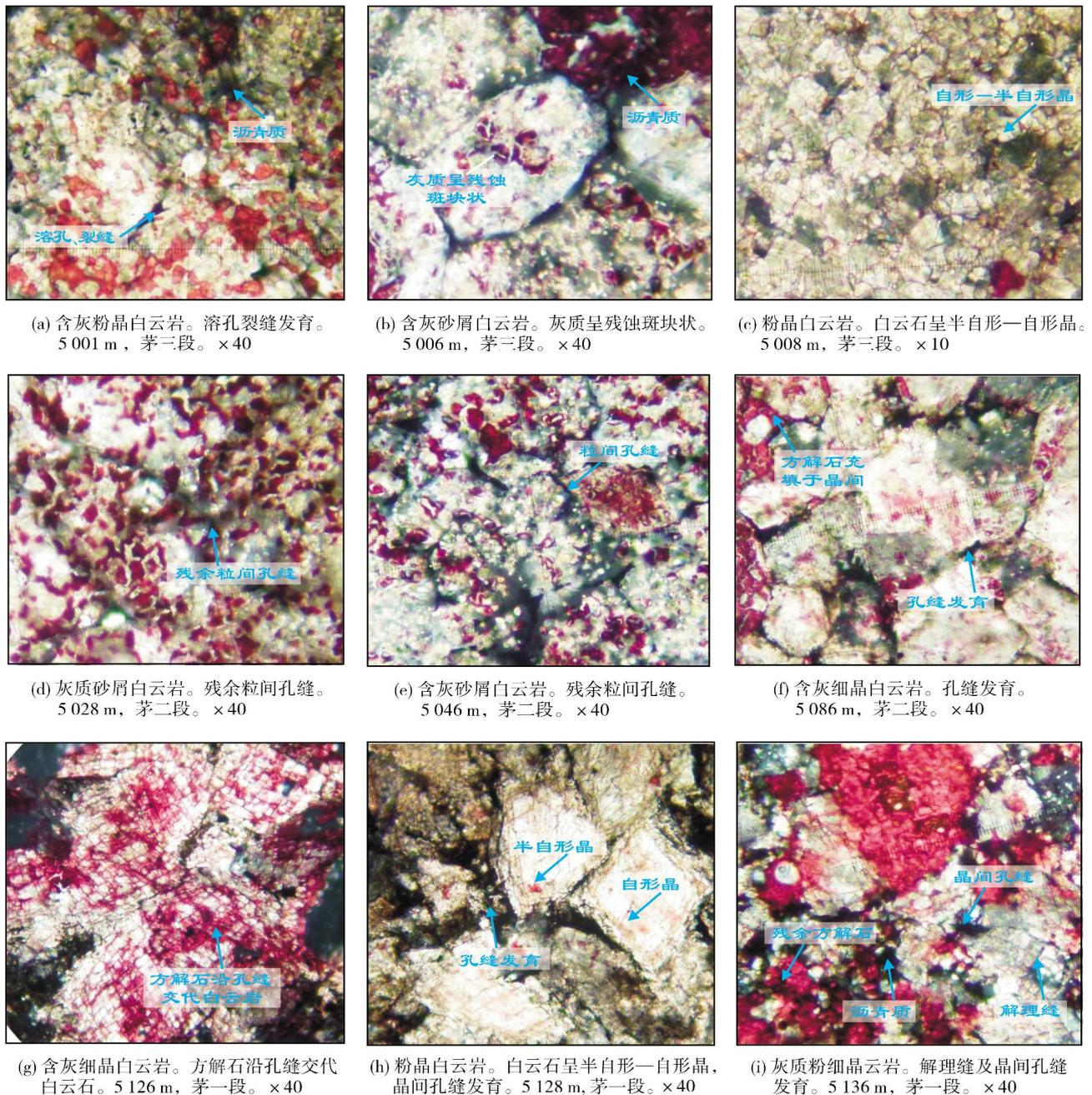


图4 川东北双石庙构造明1井茅口组白云岩显微特征(岩屑薄片,正交光)

茅二段白云岩类型主要有灰质砂屑白云岩、含灰砂屑白云岩、含灰细晶白云岩。灰质砂屑白云岩和含灰砂屑白云岩中,多见残余粒间孔缝及充填物(图4d,4e)。含灰细晶白云岩中,孔缝发育,其中充填有方解石、白云石,白云石呈半自形—自形晶,白云石晶间及解理缝内残存灰质,局部有磨圆特征,方解石充填于晶间(图4f),并沿孔缝溶蚀交代。

茅一段白云岩类型主要有含灰细晶白云岩、粉晶白云岩、灰质粉—细晶白云岩。含灰细晶白云

岩中,方解石沿孔缝溶蚀交代白云石(图4g,红色为方解石,浅色为白云石),白云石呈次棱角状,含量为85%左右,晶间孔缝充填碳质或沥青质。粉晶白云岩中,白云石呈半自形—自形晶(图4h),晶间孔缝发育,孔缝被有机质充填。灰质粉—细晶白云岩中,自形晶结构解理缝及晶间孔缝内充填残余方解石和沥青质(图4i),局部可见方解石晶体白云石不完全交代而形成的残余结构,为石灰岩白云石化所形成。

2.2 清溪场构造清溪3井

根据清溪3井薄片鉴定,结合岩屑Mg含量分析,认为茅三段白云石化作用较弱,白云岩主要分布在茅二段上部(图5),茅一段顶部见1层细晶白云岩。

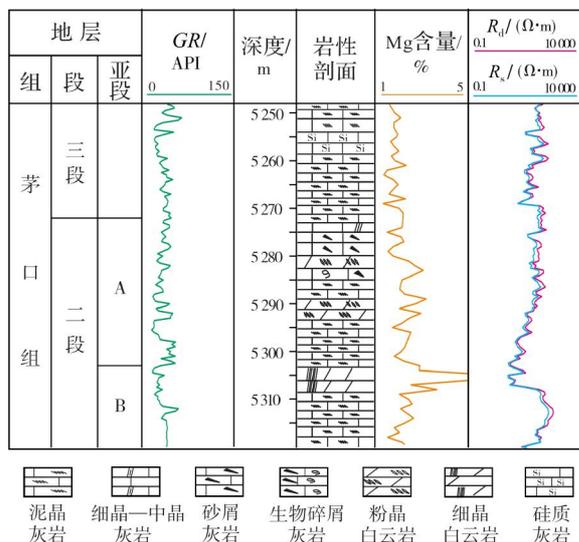
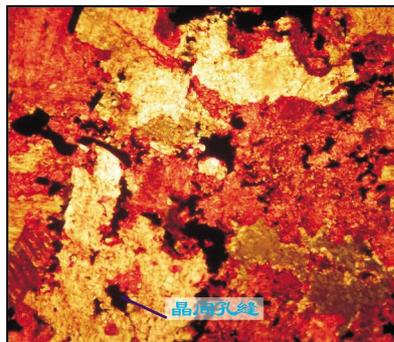


图5 川东北清溪场构造清溪3井茅口组岩性柱状图

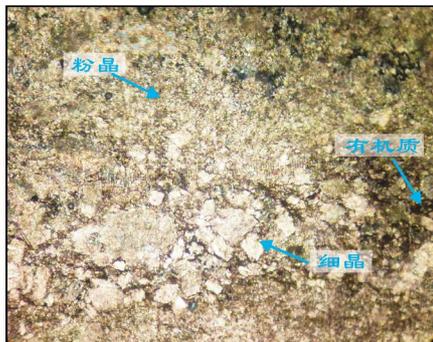
茅三段主要发育残余白云质灰岩、砂屑白云质灰岩,局部见粉—细晶白云岩。砂屑白云质灰岩中,白云石含量为15%~26%,呈球粒状和半自形晶结构,局部发育晶间孔缝(图6a),被有机质充填,发育1组微裂缝,被方解石、白云石充填。粉—细晶白云岩中,白云石晶体大小不均,呈粉—细晶(图6b),局部富有有机质。

茅二段白云岩主要岩石类型有粉—细晶白云岩、粗晶白云岩、灰质细晶白云岩。细晶白云岩中,白云石含量约为95%,主要具自形晶结构,大小不均,局部晶间孔内充填有机质(图6c)。粗晶白云岩中,白云石主要具自形晶结构,少量具磨圆特征,灰质主要充填于白云石晶间缝和解理缝内,微裂缝和晶间缝较发育,被有机质充填(图6d)。灰质细晶白云岩中,白云石具半自形—自形晶结构,局部晶间孔被有机质充填(图6e)。

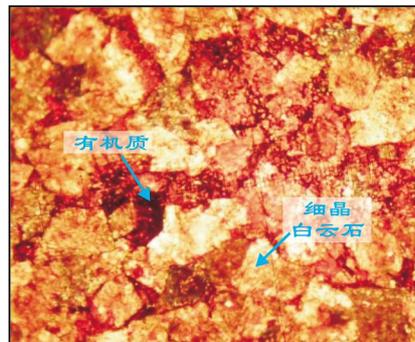
茅一段顶部的灰质粉晶白云岩,白云石呈半自形—自形晶结构,残余方解石分布在白云石晶间孔内(图6f,浅色白云石中间的红色部分),微裂缝中充填有机质。



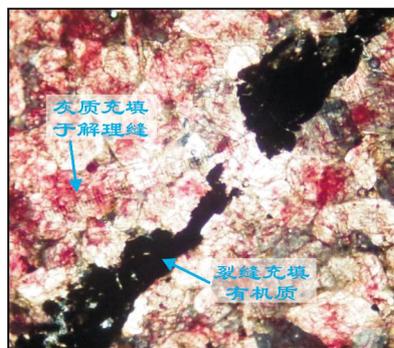
(a) 砂屑白云质灰岩。发育晶间孔。5271 m, 茅三段。×10



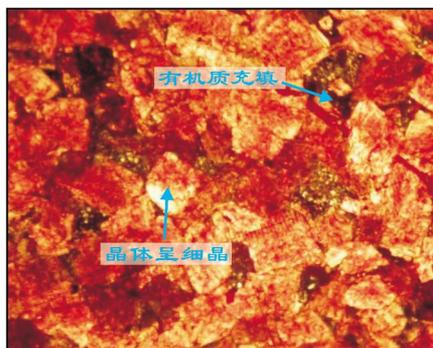
(b) 粉—细晶白云岩。白云石大小不均,局部富含有机质。5273 m, 茅三段。×10



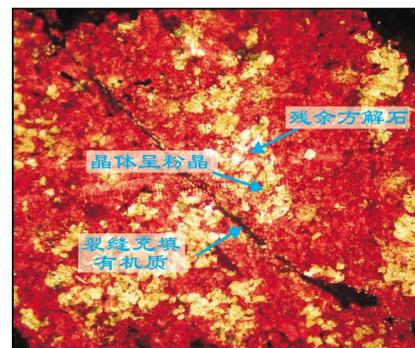
(c) 细晶白云岩。5292 m, 茅二段。×10



(d) 粗晶白云岩。灰质充填晶间缝和解理缝,见有机质充填的裂缝。5306 m, 茅二段。×10



(e) 灰质细晶白云岩。局部充填有机质。5312 m, 茅二段。×10



(f) 灰质粉晶白云岩。5390 m, 茅一段。×10

图6 川东北清溪场构造清溪3井茅口组白云岩显微特征(岩屑薄片,正交光)

2.3 雷音铺构造雷北1井

根据雷北1井薄片鉴定,结合Mg含量分析,认为茅三段至茅二段上部白云石化作用较弱(图7),石灰岩局部含白云石,但含量不超过20%(一般在12%~18%之间),茅二段中部至茅一段顶部的Mg含量明显升高(图7),反映白云石化作用较强。典型显微特征见图8。

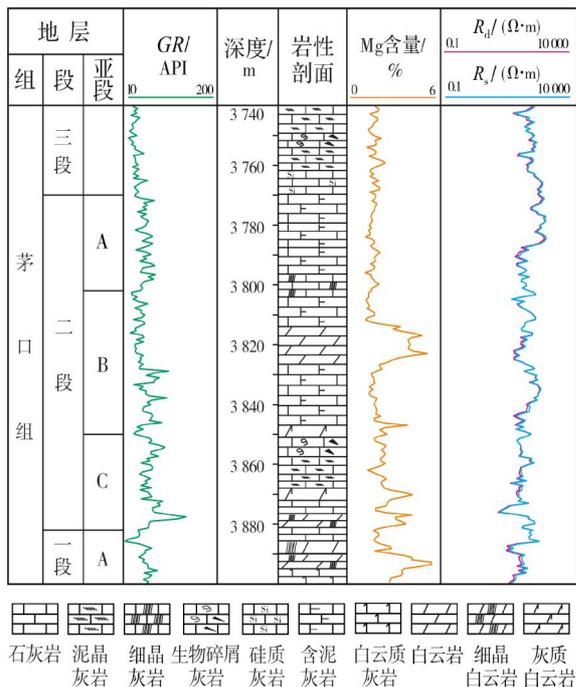
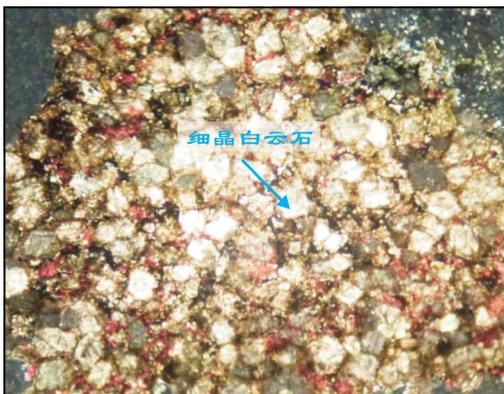


图7 川东北雷音铺构造雷北1井茅口组岩性柱状图



细晶白云岩。3886 m, 茅一段顶部。岩屑薄片, 正交光, $\times 10$

图8 川东北雷音铺构造雷北1井典型白云岩显微照片

对上述不同构造带白云岩发育特征的研究表明,普光地区茅口组存在较好的白云岩储层。区内

白云岩岩石类型主要为灰质(含灰)粉—细晶白云岩,局部见灰质(含灰)砂屑白云岩,偶见粗晶白云岩;粉—细晶白云石多呈半自形—自形晶,残余粒间(晶间)孔缝发育。

双石庙构造茅三段至茅一段顶部白云岩均有分布,岩石类型为粉晶白云岩、灰质(含灰)粉—细晶白云岩、砂屑白云岩,白云石晶间(粒间)孔缝发育。清溪场构造白云岩主要分布在茅二段A亚段—B亚段、茅一段顶部,岩石类型为粉—细晶白云岩;茅一段顶部见灰质细晶白云岩,白云石晶间孔缝较发育。雷音铺构造茅三段至茅二段A亚段存在弱白云石化作用,茅二段B亚段、茅一段顶部局部发育白云岩。

3 白云岩空间分布特征

PE(有效光电吸收截面指数)测井曲线广泛应用于碳酸盐岩地层来区分白云岩和石灰岩:钻遇白云岩时,PE曲线明显降低^[8]。在明1井、清溪3井,薄片鉴定的白云岩发育井段与PE曲线的解释结果吻合性较好(图9),故可根据PE曲线对区内钻井进行白云岩识别,如普光5井。

如图9所示,区内白云岩纵向上主要分布在茅二段和茅一段顶部,横向上仅个别层段具可比性(茅一段顶部白云岩),但整体上可比性差。对区内茅口组白云岩成因机理和控制因素目前还不明确。借鉴区域研究成果,茅口组白云石化作用受多种因素控制:地层残余海水和岩浆活动伴生的热液流体为白云石化作用中Mg的主要来源;峨眉山大火成岩省热效应为白云石化提供了异常高的古地温背景;断裂系统为异常地温对流和白云石化流体提供了快速运移通道,颗粒滩相灰岩较好的孔渗性使之比泥晶灰岩更易发生白云石化^[9]。

在对区内钻遇茅口组白云岩的9口井进行白云岩厚度统计的基础上,分段编制白云岩厚度图(图10)。考虑到白云岩成因机理的复杂性,这里的白云岩厚度图仅限于钻井揭示白云岩的实际发育情况,适当考虑了构造断裂系统(图1b),并叠加沉积微相解释成果^[11]而绘制。目前的研究认为:台内滩发育的区域基本上发育白云岩;北东向与北西向断裂带交汇的部位,白云岩厚度相对较大。距离断层较近,白云石化程度较高,白云岩厚度相对较大^[10]。研究区内明1井、七里23井、清溪3井、川岳84井等井区处于或靠近

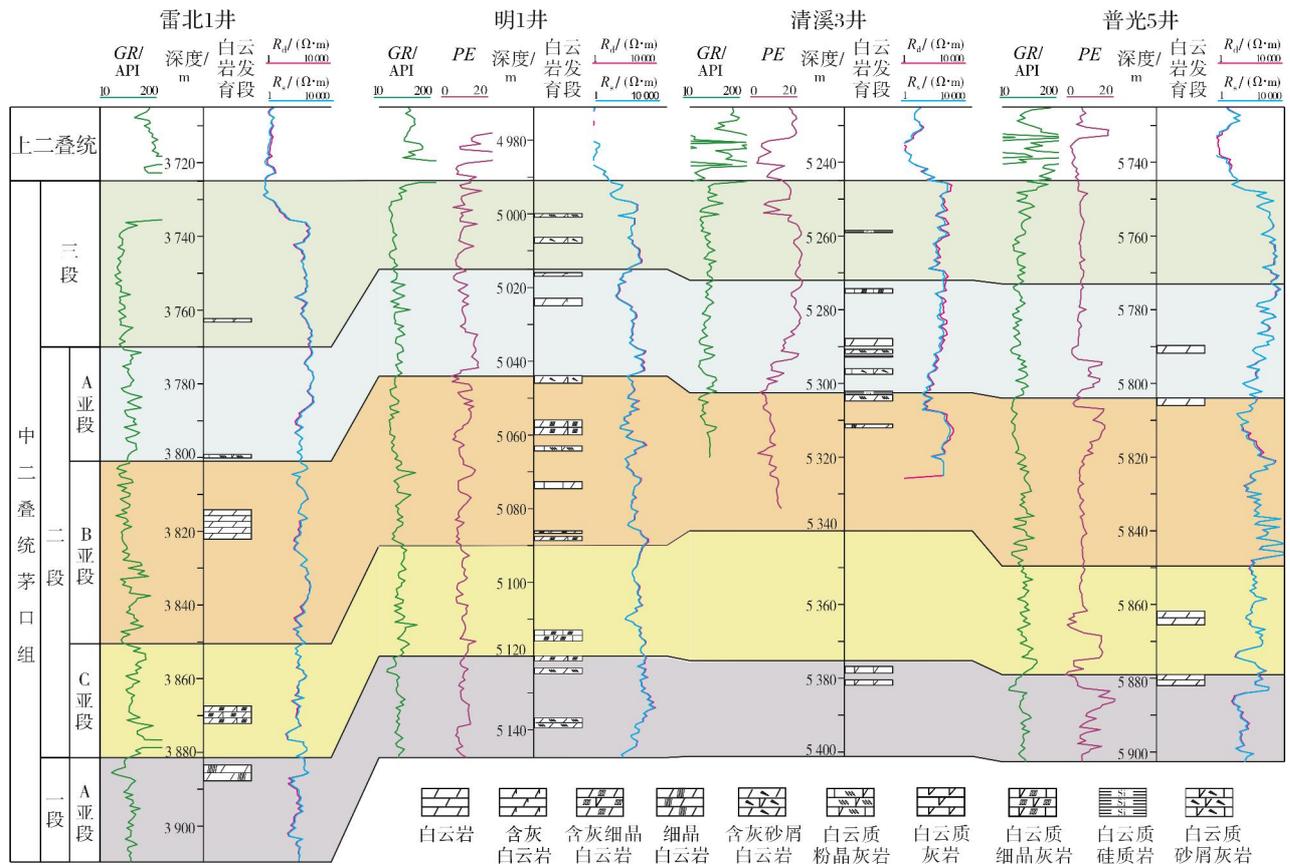


图9 川东北普光地区茅口组白云岩发育特征对比剖面
连井剖面位置见图1

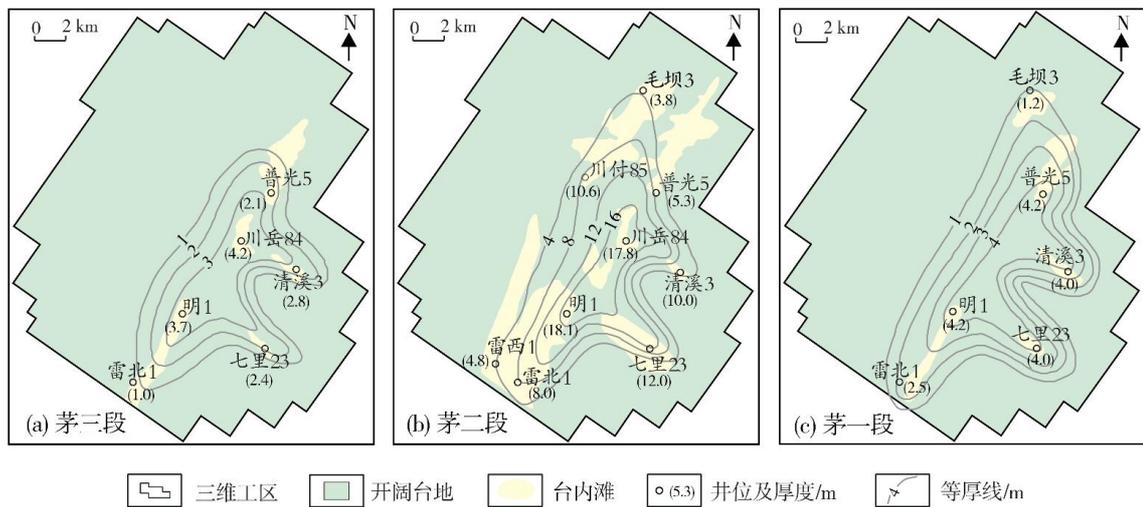


图10 川东北普光地区茅口组白云岩厚度图(沉积相据文献[11])

断裂带,茅口组白云岩厚度较大(表1)。关于区内白云岩的成因机理,还有待深入研究。

由表1和图10可见:区内茅二段白云岩厚度最大,单井最大厚度为18.1m(明1井),一般厚度为10m左右;其次是茅一段,单井最大厚度为4.2m(明1井,

普光5井);茅三段厚度最小,单井最大厚度为4.2m(川岳84井)。具体到构造带,双石庙构造和东岳寨构造白云岩厚度较大,其次是清溪场构造和宣汉东构造,西南和东北方向的雷音铺构造、毛坝构造的白云岩厚度较薄。

表1 川东北普光地区茅口组白云岩厚度统计

井名	白云岩厚度			单井 厚度合计
	茅三段	茅二段	茅一段	
七里23	2.4	12.0	4.0	18.4
雷西1	—	4.8	—	4.8
川付85	—	10.6	—	10.6
川岳84	4.2	17.8	—	22.0
普光5	2.1	5.3	4.2	11.6
毛坝3	—	3.8	1.2	5.0
明1	3.7	18.1	4.2	26.0
雷北1	1.0	8.0	2.5	11.5
清溪3	2.8	10.0	4.0	16.8
分段合计	16.2	90.4	20.1	

4 结论

(1)四川盆地普光地区中二叠统茅口组发育白云岩储层,储层岩石类型主要有灰质(含灰)粉—细晶白云岩、含灰砂屑白云岩等,储层中残余粒间(晶间)孔缝发育。

(2)研究区内白云岩主要发育于茅二段和茅一段顶部。平面上,茅一段顶部的白云岩可对比性较好,其他层段的白云岩对比性较差;双石庙构造、东岳寨构造白云岩较发育,其次是清溪场构造和宣汉东构造,西南和东北方向的雷音铺构造、毛坝构造的白云岩厚度较薄。

(3)研究区内茅口组白云岩发育程度受沉积作用和断裂系统共同影响,在台内滩与北东向、北

西向2组断裂叠合的部位,白云岩相对更发育。关于区内白云岩的成因机理和控制因素,尚有待深化研究。

参考文献

- [1] 陈轩,赵宗举,高阳,等.四川盆地北部中二叠统茅口组碳酸盐岩斜坡沉积及其油气勘探意义[J].海相油气地质,2013,18(4): 9-14.
- [2] 宋晓波,隆柯,王琼仙,等.四川盆地西部中二叠统茅口组油气地质条件及勘探潜力[J].海相油气地质,2016,21(1): 1-6.
- [3] 沈平,张健,宋家荣,等.四川盆地中二叠统天然气勘探新突破的意义及有利勘探方向[J].天然气工业,2015,35(7): 1-8.
- [4] 刘宏,马腾,谭秀成,等.表生岩溶系统中浅埋藏构造-热液白云岩成因:以四川盆地中部中二叠统茅口组为例[J].石油勘探与开发,2016,43(6): 916-927.
- [5] 李毅,沈浩,石学文,等.川东—川中地区茅口组白云岩成因初探及“热次盆”概念的提出[J].天然气勘探与开发,2013,36(4): 1-3.
- [6] 唐雪松,谭秀成,刘宏,等.四川盆地东部中二叠统茅口组白云岩及云质硅岩储层特征与发育规律[J].石油与天然气地质,2016,37(5): 731-743.
- [7] 管宏林,蒋小琼,王恕一,等.普光气田与建南气田长兴组、飞仙关组储层对比研究[J].石油实验地质,2010,32(2): 130-135.
- [8] 张君龙,汪爱云,何香香.古城地区碳酸盐岩岩性及微相测井识别方法[J].石油钻探技术,2016,44(3): 121-126.
- [9] 刘建强,郑浩夫,刘波,等.川中地区中二叠统茅口组白云岩特征及成因机理[J].石油学报,2017,38(4): 386-398.
- [10] 邓兴梁,乔占峰,王彭,等.埋藏期“断溶体”的储集特征、成因及发育规律:以塔中十号带奥陶系良里塔格组岩溶储层为例[J].海相油气地质,2018,23(1): 47-55.
- [11] 邓国振.普光地区茅口组古地貌恢复及储层预测[R].濮阳:中原油田分公司物探研究院,2017.

编辑:董庸

Characteristics of the dolomite in Permian Maokou Formation in Puguang Area, northeastern Sichuan Basin

ZHANG Kunzhen, WANG Yanshu, YANG Yongling,
GONG Yuping, ZHU Danling, YANG Youlei

Abstract: Dolomite reservoir of the Permian Maokou Formation is a new realm for gas exploration in Puguang area, northeastern Sichuan Basin. Based on well cores and thin sections, it is shown that there mainly developed limy fine-grained dolomite, and locally sandy dolomite and coarse-grained dolomite, and the fine-grained dolomite is mostly semi-automorphic or automorphic with residual intergranular pore or fractures. Vertically, dolomite mainly developed at Maokou Member-2 and the top of Maokou Member-1. The total dolomite thickness of Maokou Member-2 in well Ming-1 is 18.1m, which is higher than the average about 10m. Horizontally, the dolomites mainly distributed in Shuangshimiao anticline and Dongyuezhai anticline, following by Qingxichang anticline and Xuanhandong anticline. Affected by both sedimentation and fracture system, it is concluded that the dolomite mainly developed at the shoal of inner platform where two sets of faults with different strike (NE, NW) crossed. This study would be helpful for the next gas exploration of Maokou Formation in Puguang area.

Key words: Permian; Maokou Formation; dolomite reservoir; characteristics; Puguang Area; Sichuan Basin

ZHANG Kunzhen: Senior Engineer. Add: Zhongyuan Petroleum Engineering Company Limited, SinoPec, No. 85 Wuyi Rd., Puyang, Henan 457001, China