

Reservoir Characteristics of 2nd Member of Jialingjiang Formation in Fuchengzhai Structure of East Sichuan

Shouchun Chen, Jun Liao, Yisha Liao, Dongxi Liu, Junwei Pu, Fei Liu, Jian Han

Chongqing Gas District of Southwest Oil and Gas Company of CNPC, Chongqing
Email: xgz1978127@tom.com

Received: Apr. 17th, 2013; revised: May 3rd, 2013; accepted: May 16th, 2013

Copyright © 2013 Shouchun Chen et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Abstract: Based on the core description, thin sections identification, and physical property data analysis, reservoir characteristics of 2nd member of Jialingjiang Formation in Fuchengzhai area, eastern Sichuan, are studied in detail. The results show that the rock types of T_{1j}^2 are limestone, dolostone and cream rock, and reservoir rocks are mainly crystalline dolostone and grain dolostone. The combination analysis of casting thin sections and scanning electron microscopy shows that reservoir space mainly exists in secondary pores (inter-grain pore, intercrystal pore, inter-crystal dissolved pore) and fractures. The mass-properties analysis indicates that the reservoir property of T_{1j}^2 is poor, which belongs to fracture-pore and pore-fracture reservoir. Favourable reservoirs are mainly developed in T_{1j}^2 , less in T_{1j}^1 , and least in T_{1j}^3 . Moreover, the reservoirs of T_{1j}^2 are mainly controlled by rock types, distributions of sedimentary facies, diagenesis forms, tectonic actions, and so on, among which bank and tidal flat of dolomite are favourable reservoir facies, dissolution and dolomitization contribute to diagenesis, and microfractures shaped in tectonic activity are conducive to form the high quality reservoir and develop its permeability.

Keywords: Fuchengzhai Structure; 2nd Member of Jialingjiang Formation; Reservoir Characteristics; Main Controlling Factors

川东地区福成寨构造嘉陵江组二段储层特征

陈守春, 廖 军, 廖义沙, 刘冬玺, 蒲俊伟, 刘 菲, 韩 建

中国石油西南油气田分公司重庆气矿, 重庆
Email: xgz1978127@tom.com

收稿日期: 2013年4月17日; 修回日期: 2013年5月3日; 录用日期: 2013年5月16日

摘 要: 以实际钻井岩性资料观察、岩石薄片鉴定分析、物性分析资料为基础, 对川东地区福成寨构造嘉陵江组二段储层特征进行了系统研究。研究区嘉二段主要发育灰岩、白云岩和膏岩类, 但储集岩类主要为晶粒白云岩和颗粒白云岩。结合铸体薄片和扫描电镜分析, 嘉二段储集空间以粒间孔、晶间孔、晶间溶孔和裂缝为主。物性分析结果表明嘉二段储集性能总体较差, 属于裂缝-孔隙型和孔隙-裂缝型储层。储层段主要分布于嘉二²亚段, 嘉二¹亚段次之, 嘉二³亚段相对最差。嘉二段储层主要受控于岩石类型、沉积相带分布、成岩作用类型及构造作用等, 其中粒屑滩和云坪微相为有利储集相带, 溶蚀作用和白云石化作用为有利储层形成的成岩作用, 构造作用形成大量的微裂缝有利于提供储层的渗透性及高质量储层的形成。

关键词: 福成寨构造; 嘉二段; 储层特征; 主控因素

1. 引言

川东地区下三叠统嘉陵江组为川东地区最早投入勘探开发的含气层系,对其钻探工作始于1937年,石油沟构造的巴1井最先在 T_{ij}^5 获得天然气流(1939)。50年代初期的钻探工作集中在石油沟、东溪一带,1956年发现东溪 T_{ij}^3 气藏,随后逐渐向东扩展,先后在卧龙河(1959年)、双龙(1975年)、福成寨(1977年)、黄草峡(1981年)、大池干井(1983年)及张家场等构造发现嘉陵江组气藏,随后由于石炭系气藏的发现及勘探重点的转移,对其勘探投入剧减,但嘉二段气藏仍不断有所发现,如近几年在黄草峡、云安厂、寨沟湾、复兴场等区域不断获得新的拓展。据第三次资源评价成果,川东地区嘉陵江组气藏尚有 $1510.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 剩余资源量有待进一步勘探发现,而从目前所获得的资料表明,这些资源量应主要分布在嘉一段、嘉五¹亚段、嘉二段和嘉三段等层位中,表明川东地区嘉二段还具有较大的勘探潜力^[1]。本文拟以大量岩石薄片鉴定分析、物性分析等资料为基础,对川东地区重要含气构造——福成寨构造嘉二段储层特征进行分析,为进一步拓展嘉二段气藏勘探领域提供地质依据。

福成寨构造位于四川盆地东部,构造主体处于川东南中隆高陡构造区中部,地理位置上位于大竹县南部,北部、西部分别与云和寨构造和凉水井构造相邻,南部位邻北构造,西部为华蓥山构造带^[2]。嘉二段根据岩性组合特征进一步分为三个亚段,其沉积特征由上至下依次为:嘉二³(T_{ij}^3)亚段,为灰白色石膏夹深灰色灰岩及云岩,顶部及底部石膏一般称上、中石膏层,地层厚度67.5~83 m,平均75.1 m;嘉二²(T_{ij}^2)亚段,上部以灰色云岩为主夹深灰色泥质云岩、灰岩,下部夹灰白色石膏层,地层厚度43~51.2 m,平均46.3 m;嘉二¹(T_{ij}^1)亚段,顶为灰白色石膏,下部深灰色白云岩,地层厚度21.5~30.5 m,平均26.6 m。

2. 储集岩类型及物性特征

2.1. 嘉二段物性特征

根据福成寨构造已有的成3、成4、成5、成7、成14、成36和成37等取芯井大量物性数据、本次岩芯观察取样分析数据及其它非取芯井测井解释成果,嘉二段的物性分析结果表明嘉二段孔隙度分布范围为0.12%~7.32%,平均值为1.18%,在孔隙度分布直方图上主峰位于0.0%~2.0%之间(图1(A));渗透率分布范围为 $0.00987 \sim 45.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率主峰位于 $0.0 \sim 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间(图1(B))。通过统计的大量孔、渗数据特征,据四川盆地碳酸盐岩储层评价标准,福成寨构造嘉二段总体上属于特低孔、低渗储层。

已有研究成果表明,包括福成寨地区在内的整个川东地区嘉二储层主要发育于嘉二²亚段,嘉二¹亚段次之,嘉二³亚段较差^[3-8]。因而,上述提到的取芯井岩心物性资料也集中于嘉二²、嘉二¹亚段,实际分析结果表明:嘉二²亚段孔隙度和渗透率平均值分别为1.21%、 $0.41 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,均高于嘉二¹亚段(孔、渗分别为1.05%和 $0.014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),分布直方图上(图1(C)~(F));横向上,嘉二²亚段以成4井和成36井储层最为发育,嘉二¹亚段以成3井和成5井储层发育最好(表1)。

2.2. 储集岩类型

由于岩石是储层存在与发育的物质基础,不同的岩石类型在不同的环境中其分布及组合也不尽相同,孔隙的发育特征和分布特征也有很大的差异。通过对福成寨构造嘉二段所有岩石类型储集物性数据统计(表2),结果表明:云岩类储层物性最好,平均孔隙度分布范围为1.15%~1.74%;灰岩类其次,平均孔隙度

Table 1. Reservoir property of different section of 2nd member of Jialingjiang formation in Fuchengzhai area
表1. 福成寨构造嘉二段不同层位储层物性统计一览

层位	物性	孔隙度(%)			渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)				
		样品数	最小值	最大值	平均值	样品数	最小值	最大值	平均值
T_{ij}^2		836	0.12	7.32	1.18	287	0.00987	45.1	0.35
T_{ij}^2		672	0.28	7.32	1.21	241	0.00987	45.1	0.41
T_{ij}^1		164	0.12	5.58	1.05	46	0.00987	0.157	0.014

川东地区福成寨构造嘉陵江组二段储层特征

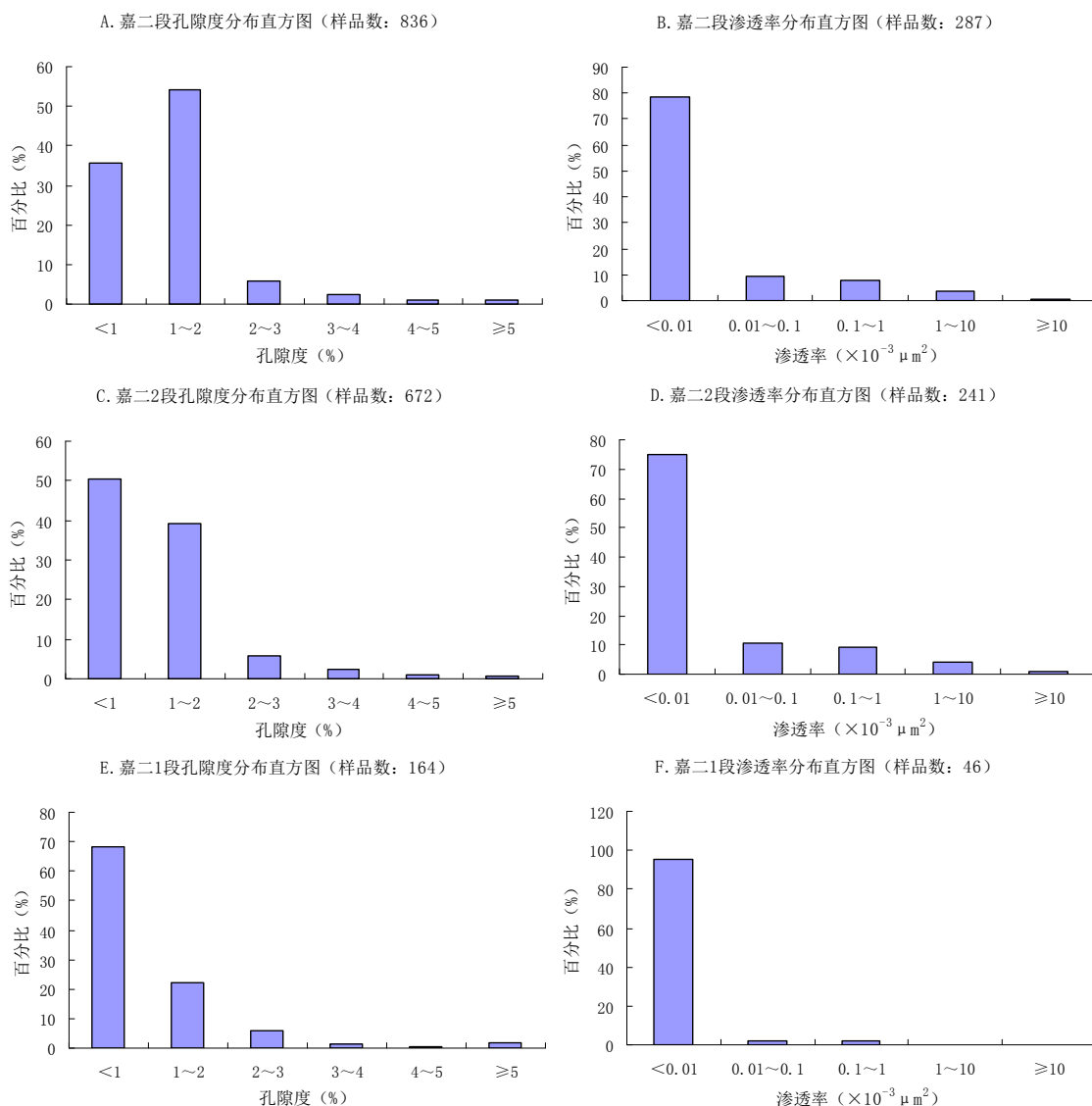


Figure 1. Histogram of porosity of 2nd member of Jialingjiang formation in Fuchengzhai area
图 1. 福成寨构造嘉二段孔隙度分布直方图

Table 2. Porosity analysis of different lithology of 2nd member of Jialingjiang formation in Fuchengzhai area
表 2. 福成寨构造嘉二段不同岩性孔隙度分析统计一览表

岩石类型	物性	孔隙度(%)			
		样品数	最小值	最大值	平均值
灰岩类	(残余)颗粒灰岩	123	0.35	5.99	1.10
	(残余)颗粒泥晶灰岩	17	0.53	1.51	1.04
	泥-粉晶灰岩	203	0.12	5.58	1.06
	含泥(质)灰岩	95	0.28	4.08	0.91
云岩类	(残余)颗粒云岩	21	0.54	4.89	1.22
	粉-细晶云岩	135	0.39	7.32	1.74
	泥-微晶云岩	60	0.40	3.88	1.15
	含泥(质)云岩	31	0.36	4.59	1.40
膏岩类	含灰(质)膏岩	1	-	-	0.95
	含云(质)膏岩	13	0.51	1.22	0.80
	膏岩	38	0.35	1.31	0.80

分布范围为 0.91%~1.10%；膏岩及其它岩石类型物性最差。而其中物性最好的岩石类型为粉-细晶云岩和(残余)颗粒云岩，也是该研究区重点的储集岩类型。

3. 储集空间类型及孔隙结构特征

3.1. 储集空间类型

福成寨构造嘉二段储层储集空间类型较多，绝大部分为次生孔隙，原生孔隙绝大多数已被方解石、石膏、白云石、天青石等完全胶结充填，保存较少，显微镜下几乎见不到。次生孔隙以粒间溶孔、粒内溶孔、晶间孔、晶间溶孔及膏溶孔为主，其中粒间、粒内溶孔具孔隙度较大、渗透率较高特征，是最主要的储集空间。裂缝是主要渗滤通道，包括风化裂缝、构造裂缝、缝合线及各种缝的溶蚀缝。

根据不同储集空间的成因和形态特征，分为孔隙型储集空间和裂隙型储集空间两大类，每一类储集空间又包含不同成因类型的储集空间(表 3)。

3.1.1. 孔隙型储集空间

1) 粒间孔：为嘉二段的主要孔隙类型，系指碳酸

盐岩颗粒之间的孔隙，在粒间孔的基础上被溶蚀扩大形成粒间溶孔，二者常共生(图 2(A))。一般发育于具颗粒支撑的砂屑、生屑、鲕粒及残余颗粒云岩中，颗粒结构比残余颗粒结构孔、渗条件要好，变形颗粒结构多为片状孔喉，储、渗相对最差。

Table 3. Types of reservoir space of 2nd member of Jialingjiang formation in Fuchengzhai area
表 3. 福成寨构造嘉二段储集空间类型

成因类型		特征
类	亚类	
孔隙	粒间(溶)孔	由颗粒支撑，粒间孔多为原生，胶结物再溶蚀而成。
	粒内孔	颗粒被部分或全部溶解而成，常与粒间孔伴生。
	晶间孔	多在菱形白云石晶体间，强白云石化作用。
	膏溶孔	充填的石膏晶体被部分或全溶蚀，去膏化作用。
	铸模孔	鲕粒、生物骨架被溶蚀形成。
	窗格孔	藻叠层内的藻粘结孔隙沿层分布，多充填
	体腔孔	有机体腐烂而形成，多充填
裂缝	构造缝	构造作用形成，多由不同组系组成网络状。
	缝合线	缝合线扩溶形成，有机质充填

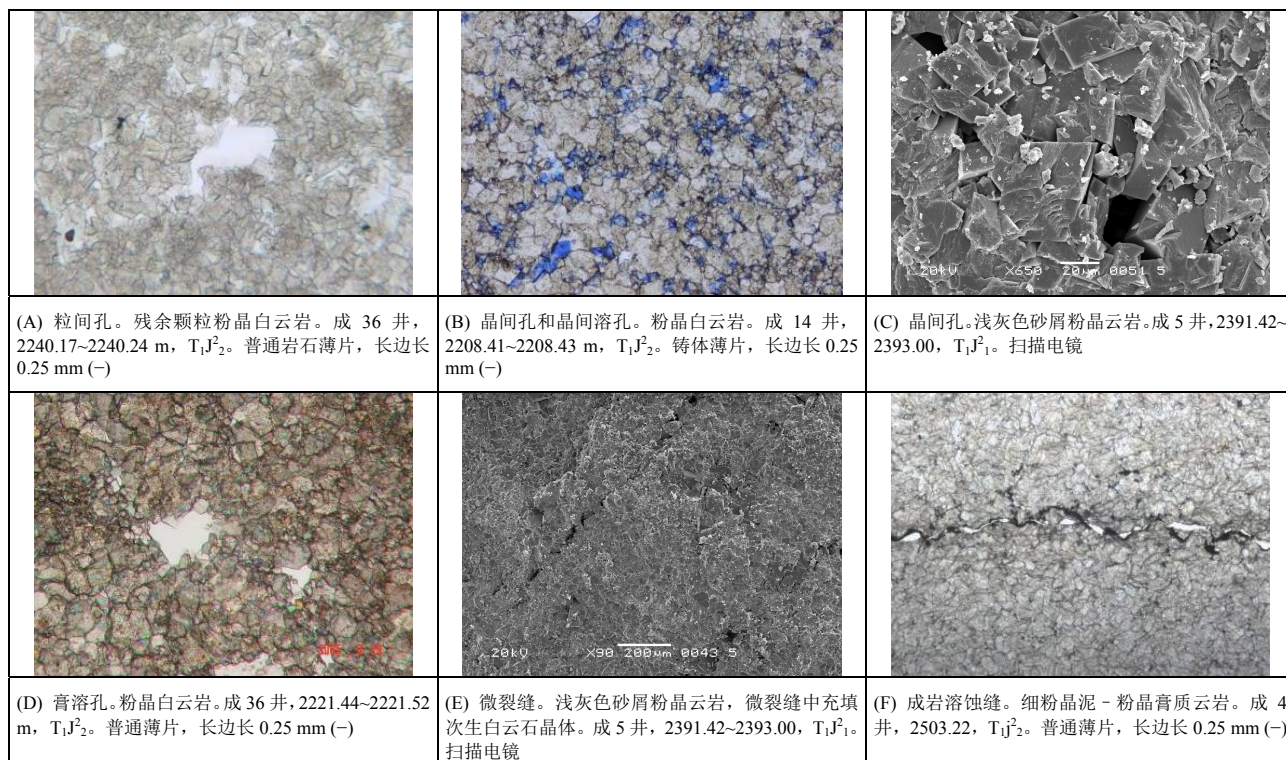


Figure 2. Microphotographs of main reservoir space of 2nd member of Jialingjiang formation in Fuchengzhai area

图 2. 福成寨构造嘉二段主要储集空间类型照片

2) 粒内孔: 常与粒间孔伴生, 据颗粒的类型可分为鲕粒内溶孔, 砂屑内溶孔、生屑内溶孔, 隐藻屑内溶孔等。

3) 晶间孔: 碳酸盐矿物晶粒之间的孔隙称为晶间孔隙, 并且常常与晶间溶孔伴生。形成于成岩、后生期, 常见强白云化晶间孔、填隙物(方解石、白云石)晶间孔、粒内再充填晶间孔及晶间溶蚀孔。一般的规律是白云石晶间孔优于方解石晶间孔, 白云石的自形晶间孔优于它形晶晶间孔, 粗晶晶间孔优于细晶晶间孔。嘉陵江组嘉二段的粉晶白云岩晶间孔一般晶粒小, 孔隙也小(多为细孔级别), 孔隙较为均匀分布。而在白云岩结构出现明显差异的情况下, 晶间孔(溶孔)主要发育在晶体较粗部分的白云岩中(图 2(B)、(C))。

4) 膏溶孔: 也是嘉陵江组嘉二段中常见的孔隙空间类型, 多为成岩及后生阶段, 粒间粒内孔被硬石膏充填, 在后生阶段产生去膏化, 伴随溶蚀形成孔隙, 这类孔隙空间是嘉二段非常普遍的储集空间类型(图 2(D))。

5) 铸模孔: 铸模孔是成岩早期选择性溶蚀的结果, 包括膏模孔、鲕模孔、生屑模孔等。铸模孔相互连通差, 渗透率低, 在嘉二段中比较少见。

6) 窗格孔: 窗格孔同样是准同生成岩阶段非常常见的暴露溶蚀成岩标志, 此种孔隙的特征和分布, 取决于岩石的结构。嘉陵江组嘉二段这类孔隙的分布也比较常见, 但是多为石膏化或方解石充填, 保留程度较差。

7) 生物体腔孔: 生物体腔孔是生物的有机体在沉积成岩过程中溶蚀而形成。生物体腔孔也是嘉陵江组中常见的一种孔隙类型, 但是由于其形成的时间较早, 因此, 溶蚀孔多为石膏充填, 基本不能构成有效储层。

3.1.2. 裂隙型储集空间

1) 构造裂缝: 由构造破裂形成。裂缝是嘉二段非常常见的储集空间类型, 在嘉二段不同层段中均有发育, 但是不同时期发育的裂缝充填程度的差异性较大(图 2(E))。

2) 缝合线: 缝合线是成岩压实过程中的差异压实作用的结果, 是川东嘉陵江组嘉二段非常常见的一种缝隙类型, 并且缝合线多见扩溶特征, 局部可见石膏对缝合线的充填, 但是绝大部分的缝合线均为有机质充填, 说明其在油气运聚过程中的有效性(图 2(F))。

3.2. 孔隙结构特征

以成 5 井为例, 最大连通孔隙喉道宽度(R_{c10})为 $0.06 \mu\text{m}$, 中值孔喉半径(R_{c50})为 0.01 (图 3), 平均吼道半径为 0.04 , 表现为微喉的特征。分选系数为 1.45 , 孔喉分布相对较集中, 大部分为微喉。排驱压力为 5.79 Mpa , 饱和度中值压力为 106.95 pa , 这是岩石致密、孔喉较小, 连通性极差, 储层条件差的表现。毛细管压力曲线基本无平直段, 呈陡斜式, 歪度为 1.45 , 总体表现为饱和度中值压力较高, 进汞率低, 约为 50% ;

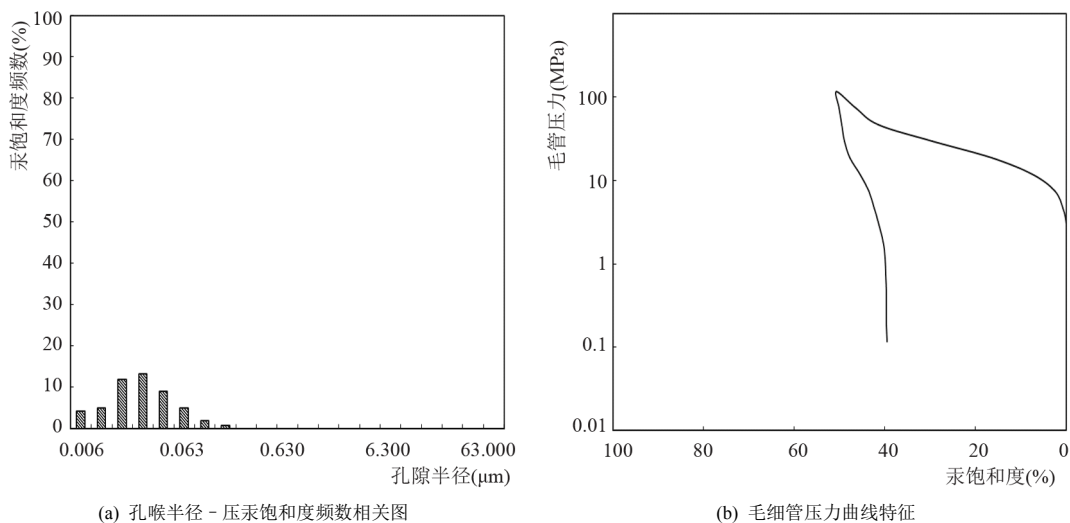


Figure 3. Parameters of pore structure of 2nd member of Jialingjiang formation in well cheng 5, Fuchengzhai area
图 3. 福成寨构造成 5 井嘉二段储层孔隙结构参数相关图

退汞压力较高,退汞率较低,为22.07%,歪度细的特征。总的来说,该样品孔喉半径小,均值低,孔隙分选性较好,连通性极差,毛细管压力曲线基本无平直段,且歪度细,反映出储层物性较差。

4. 储层类型

4.1. T_{1j}^2 储层类型

T_{1j}^2 段孔隙不发育,储集类型主要为孔隙-裂缝型。如大池干井、张家场、福成寨、沙罐坪等构造带的 T_{1j}^2 孔隙度、渗透率较低,物性较差;岩心见小型斜交构造缝发育,测井反映裂缝特征明显。以成3、成5、成7和成37等井岩心观察裂缝800余条,密度14.02条/米,其中,有效缝145条,密度1.60条/米,溶洞98个,密度1.07个/米。为孔隙-裂缝型储层。有效缝以缝宽大于1cm的高角度半充填张性缝为主。

4.2. T_{1j}^2 储层类型

根据岩心观察和薄片鉴定分析和统计, T_{1j}^2 主要为裂缝-孔隙型储层。 T_{1j}^2 滩相岩类较发育,主要为(溶孔残余)生屑、砂屑、藻球粒云岩等;储层孔隙类型多,以粒间、粒内溶孔及铸模孔为主,其中,砂屑云岩粒内、粒间溶孔是主要的储集空间,孔径多在0.2~1mm之间,面孔率最大可达20%以上。储集空间一般为粒间(溶)孔、粒内(溶)孔、晶间孔和缝洞。

4.3. T_{1j}^3 储层类型

T_{1j}^3 滩相岩类不发育,少见溶孔发育的储集层,储集类型主要为裂缝型。

由于嘉二段储层的非均质性较强,不同岩性组合、孔隙发育情况及裂缝发育特征,决定了嘉陵江组嘉二段储层的多样性与复杂性。福成寨构造储集空间与储层研究认为嘉二段的储层孔渗条件普遍偏低,主要储集空间是粒间(溶)孔、粒内(溶)孔、晶间孔、膏溶孔及铸模孔,以次生孔隙为主,集中在高孔隙层段。

5. 储层主控因素

5.1. 沉积相与储层发育的关系

研究表明,沉积相类型不同,造成沉积物颗粒的大小、排列方向、砂体形态等不同,并最终影响了储层物性的非均质程度。已有的研究成果业已表明^[6,8]:

包括福成寨在内的川东地区嘉二段主要为浅水碳酸盐台地一以局限台地相为主、开阔台地相次之,在这些台地内相对凸起的高地上常可形成台内鲕滩、生物滩、砂屑滩等微相,可形成向上变浅的序列,一般情况下有利于白云石化和早期溶蚀作用形成负鲕孔、晶间孔等,而成为好的储层。

5.2. 成岩作用与储层发育的关系

1) 白云石化作用对储层孔隙的影响

根据成岩作用对孔隙的影响,将其划分为破坏性成岩作用和建设性成岩作用。破坏性成岩作用使孔隙度降低,包括三期方解石的胶结作用、三期石膏的胶结作用及压实压溶作用;建设性成岩作用增大孔隙度,包括各种环境下的白云石化作用、多次构造运动引起的多期次破裂作用和多期次的溶蚀作用。其中白云石化作用的有无、白云石化作用类型、白云石化是否经历埋藏调整是能否形成储集岩的关键。嘉二段白云石化作用普遍,持续时间长,但主要发生在同生期,埋藏期作用较弱,包括蒸发泵白云石化作用和混合水白云石化作用两种。由于蒸发泵白云石化作用发生于潮上蒸发环境,形成的白云岩晶体小(泥-细粉晶),自形程度低(它形),大量石膏充填粒间孔隙或白云石晶间孔隙,又无早期淡水溶蚀作用,孔隙极不发育。混合水白云石化作用发生于混合水环境形成的白云岩晶体较粗(粗粉晶-细晶),自形程度较高(半自形-自形),由于大气淡水的溶蚀作用,各种溶孔及白云石晶间孔发育。因此,混合水白云石化作用形成的白云岩可作为储集层。

另外,在埋藏条件下经历了结构调整的白云岩,由于其晶体由原来的泥粉晶结构转变为较粗的晶体结构,比表面积较小,晶间孔隙增加,促进了埋藏流体对白云岩的溶蚀,形成一些建设性的孔隙空间,因此,在埋藏条件下经历了埋藏云化或者重结晶的白云岩在溶蚀作用下也可能形成有效储集空间。

2) 溶蚀作用对储层孔隙空间的改造

嘉二段大量的岩心、薄片均已经观察到的溶蚀孔隙类型包括:鲕溶孔-负鲕孔、鲕模孔;介壳溶孔-介内孔、介模孔;砂屑内溶孔;藻团粒内及粒间溶孔;膏溶孔、膏模孔晶间溶孔-去白云化晶间溶孔、方解石晶间溶孔。

3) 构造作用与储层发育的关系

福成寨构造嘉二储层基质孔隙度和渗透率普遍不高,但有的井(构造轴部)储层裂缝发育,由于裂缝是储层的渗滤通道,从而使储层的渗透性能变好。裂缝对储层的改造主要体现在两个方面:一是裂缝本身作为一种流体储集和运移的非常有效的储集空间和通道,它的密集发育会对储层本身的储渗性能产生影响,这一点已经在碳酸盐岩的产能与裂缝、孔隙度的关系中得到证实;另一方面,裂缝系统作为一种非常高效的流体运移通道,可能为埋藏的溶蚀性流体运移提供有力通道,从改变碳酸盐岩储层的面貌。

总的来讲,川东地区内嘉二储层发育受沉积相及成岩作用双重影响,沉积环境主导了岩性岩相的分布,与之相应的粒屑岩及白云石化作用是储层发育的基础,溶蚀作用是后期形成储层的必备条件,破裂作用则能增大储层渗透性提高储层产量,使之成为裂缝-孔隙型储层。

6. 结论

1) 通过野外剖面和岩心观察描述,以及大量岩石薄片鉴定和物性资料分析,表明福成寨构造嘉二段储集岩石类型主要为粉-细晶白云岩和颗粒白云岩,储集空间以粒间孔、晶间孔、晶间溶孔和裂缝为主,储

层物性较低,属于特低孔低渗型储层,嘉二段总体表现为裂缝-孔隙型储层。三个亚段中以嘉二²亚段储层物性最好。

2) 嘉二段储层受控于沉积相带分布、成岩作用类型和构造改造,其中滩相沉积为有利储集相带,云化作用和溶蚀作用有利形成大量孔隙空间,构造的改造增大储层的渗透性有利高质量储层的形成。

参考文献 (References)

- [1] 林雄. 四川盆地三叠系嘉陵江组沉积——成岩特征与孔隙演化关系研究[D]. 成都理工大学, 2011.
- [2] 黄继祥, 曾伟, 张高信, 冉宏. 四川盆地川东地区三叠系嘉陵江组第二段滩微相的发育分布及对气藏形成的控制[J]. 沉积学报, 1995, 13: 109-117.
- [3] 张永贞, 张帆, 王兴志, 马向军, 余洋, 濮瑞. 川东地区寨沟湾构造嘉二段储层特征及平面分布规律[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(2): 76-81.
- [4] 刘宏, 蔡正旗, 郑超, 张荣义. 大池干井构造带嘉二²储层特征及有利区预测[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(6): 614-618.
- [5] 曾伟, 强平, 黄继祥. 川东地区嘉陵江组嘉二段储层成因模式[J]. 石油实验地质, 1997, 19(增1): 82-86.
- [6] 曾伟, 强平, 徐建斌, 代宗仰, 黄继祥. 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, 25(3): 22-25.
- [7] 王维斌, 苟洪才, 邱彬, 高平. 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.
- [8] 李爱国, 易海永, 刘超, 罗潇, 谢正龙. 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.