

川西北地区下二叠统茅口组储层特征

罗静¹, 胡红¹, 朱遂珩², 夏青松¹, 李鸿明¹, 谢磊¹

(1 西南石油大学资源与环境学院; 2 中国石油西南油气田公司川西北气矿)

摘要 对川西北地区下二叠统茅口组野外露头 and 钻井岩心等资料的分析表明, 储层段主要为茅口组三段, 孔隙度平均为 0.895%, 渗透率平均为 $1.696 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 总体属于低孔低渗储层。储集岩的类型可分为白云岩、生物碎屑灰岩及泥—粉晶灰岩三类, 储集空间主要为晶间孔、晶间溶孔、粒内溶孔、粒间溶孔和裂缝(主要为构造缝)。将储集空间划分为孔隙(直径小于 2 mm)、孔洞(直径大于或等于 2 mm)及裂缝三大类, 其中溶蚀孔洞为茅口组最主要的储集空间, 裂缝是重要的渗滤通道。沉积相带和成岩作用是控制储层发育的主要因素, 台地高能生物滩最有利于储层发育, 白云石化作用和溶解作用是主要的建设性成岩作用。

关键词 下二叠统; 茅口组; 储层特征; 控制因素; 四川盆地; 西北部

中图分类号: TE112.23

文献标识码: A

川西北地区下二叠统茅口组自 20 世纪 70 年代以来一直都是勘探的重点层位, 从龙 16 井茅口组的试油产量、水跟头剖面出露的茅口组地层, 以及矿 2 井、吴家 1 井、射 1 井等钻井剖面(井和剖面位置参见图 1), 都揭示该层位具有一定的勘探潜力。前期勘探研究在滩相沉积、储层及成藏方面取得了一定的成果^[1], 但对茅口组的储集空间类型及物性特征等研究较少。为此, 笔者观测了 10 个野外剖面, 并取样 300 多个, 通过岩心观察、薄片鉴定及物性分析等技术手段, 对茅口组储层的储集空间类型、孔渗特征及影响储层发育的控制因素等进行了分析, 以期能为进一步的勘探决策提供理论依据。

1 区域地质概况

研究区位于四川盆地的西北部, 主体位于川北低平断褶带的北部, 西北为龙门山推覆体构造带(紧靠四川盆地边界附近), 北至广元市朝天区, 东到南江, 范围包括江油、剑阁、广元、旺苍、南江等县(市), 面积约 $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 1)。从大地构造上看, 工区位于上扬子地台的西北部, 主体位于龙门山山前断褶

构造带、米仓山山前断褶构造带以及米仓山台缘隆起带, 两侧由龙门山推覆体构造带和四川盆地川北低平断褶带的川北平缓构造带所挟持^[2]。在该范围以外, 资料涉及到了梓潼附近的关基井。

下二叠统茅口组在川西北地区厚约 190~320 m, 自下而上分为四个段(图 2)。茅口组一段和二段均以深灰色泥晶生物碎屑灰岩为主, 含有生物碎屑、燧石等; 茅口组三段为浅灰—灰白色生物碎屑灰岩、豹斑灰岩夹白云岩, 局部为深灰色泥晶生物碎屑灰岩; 茅口组四段仅在工区东北部的南江桥亭、旺苍、广元朝天等地有残余, 以硅质页岩、泥晶灰岩为主。

2 储集岩石类型

川西北地区下二叠统茅口组储层的储集岩石类型按组分、结构等特征可分为白云岩、生物碎屑灰岩及泥—粉晶灰岩等三种基本类型。

2.1 白云岩

以较纯灰白色粉—细晶白云岩为主, 偶见中—粗晶白云岩, 粒径为 0.1~0.2 mm, 最大可达 1 mm。研

收稿日期: 2012-10-22; 改回日期: 2013-03-04

罗静: 女, 1988 年生, 2011 年本科毕业于西南石油大学, 现为西南石油大学资源与环境学院在读硕士研究生, 沉积地质学专业。通讯地址: 610500 成都市新都区; 电话: (028)83033390

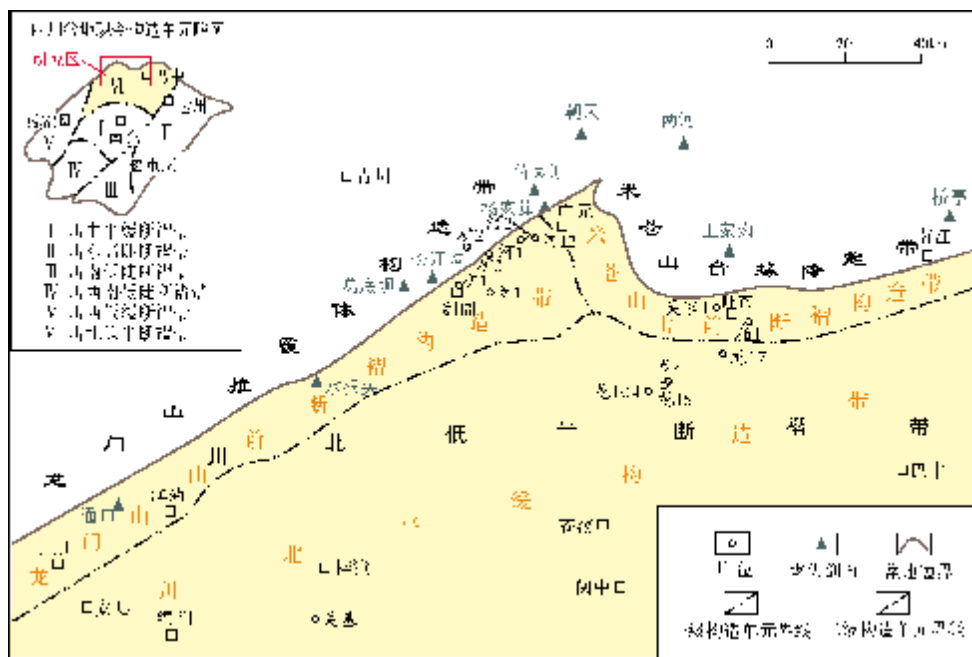


图 1 研究区构造及位置

究区下二叠统茅口组白云岩属半自形和他形, 马鞍状, 紧密排列, 主要分布于茅口组三段。发育晶间孔(图 3a、3b)、晶间溶孔(图 3b)及裂缝(构造缝)(图 3c)等, 储集空间主要为晶间孔和晶间溶孔, 裂缝主要能提高储层的渗流能力。

2.2 生物碎屑灰岩

生物碎屑在下二叠统分布广泛, 是茅口组生物碎屑滩的主要成岩物质, 本区内的生物碎屑灰岩包括亮晶生物碎屑灰岩和泥晶生物碎屑灰岩。亮晶生物碎屑灰岩的生物碎屑含量一般为 40%~60%, 以有孔虫最为常见, 其次是红藻、绿藻、腕足和棘屑等, 介形虫和腹足等较少。生物主要以碎片形态赋存, 仅部分有孔虫基本保持完整, 分选和磨圆都较差, 胶结物以方解石亮晶为主(图 4a), 发育晶洞(图 4b)和溶孔。泥晶生物碎屑灰岩的生物碎屑含量相对较少, 一般为 20%~30%, 生物种类与亮晶生物碎屑灰岩相当, 胶结物以方解石泥晶为主, 见裂缝(图 4c)。

2.3 泥—粉晶灰岩

该类岩石又可细分为泥晶灰岩、粉晶灰岩及

泥—粉晶灰岩(图 5), 储集性能较差, 但是局部位位的裂缝(图 5a)和溶孔(图 5b)比较发育, 可以在一定程度上改善其储集性能。

对储层岩石类型分布情况进行综合分析后认为, 研究区茅口组各层段主要发育泥晶生物碎屑灰岩, 其中北部地区在茅口组一段和二段中夹有泥—粉晶灰岩, 西部地区的茅口组三段中见粉—细晶白云岩和亮晶生物碎屑灰岩。

3 储集空间类型

如上所述, 研究区的主要储集岩为细—粉晶白云岩、亮晶生物碎屑灰岩、泥—粉晶灰岩及泥晶生物碎屑灰岩, 对其岩心及薄片的观察分析表明, 它们在不同成岩期形成的储、渗空间形式多样, 大小级别差异明显。根据储集空间的形态、大小以及与岩石结构的关系等, 可将储集空间划分为孔隙(直径小于 2mm)、孔洞(直径大于或等于 2mm)及裂缝三大类。根据成因的不同, 又可把孔隙细分为原生孔隙(主要是晶间孔)和次生孔隙(包括晶间溶孔、粒内溶孔、粒间溶孔等), 把孔洞细分为孔隙型溶洞和裂缝型溶洞, 而裂缝则可细分为溶蚀缝、构造缝、缝合线等(表 1)^① [3]。

① 蓝贵, 朱永刚. 龙门山山前冲断带二、三叠系储层及沉积相研究[R]. 中石油西南油气田分公司川西北气矿, 2002.

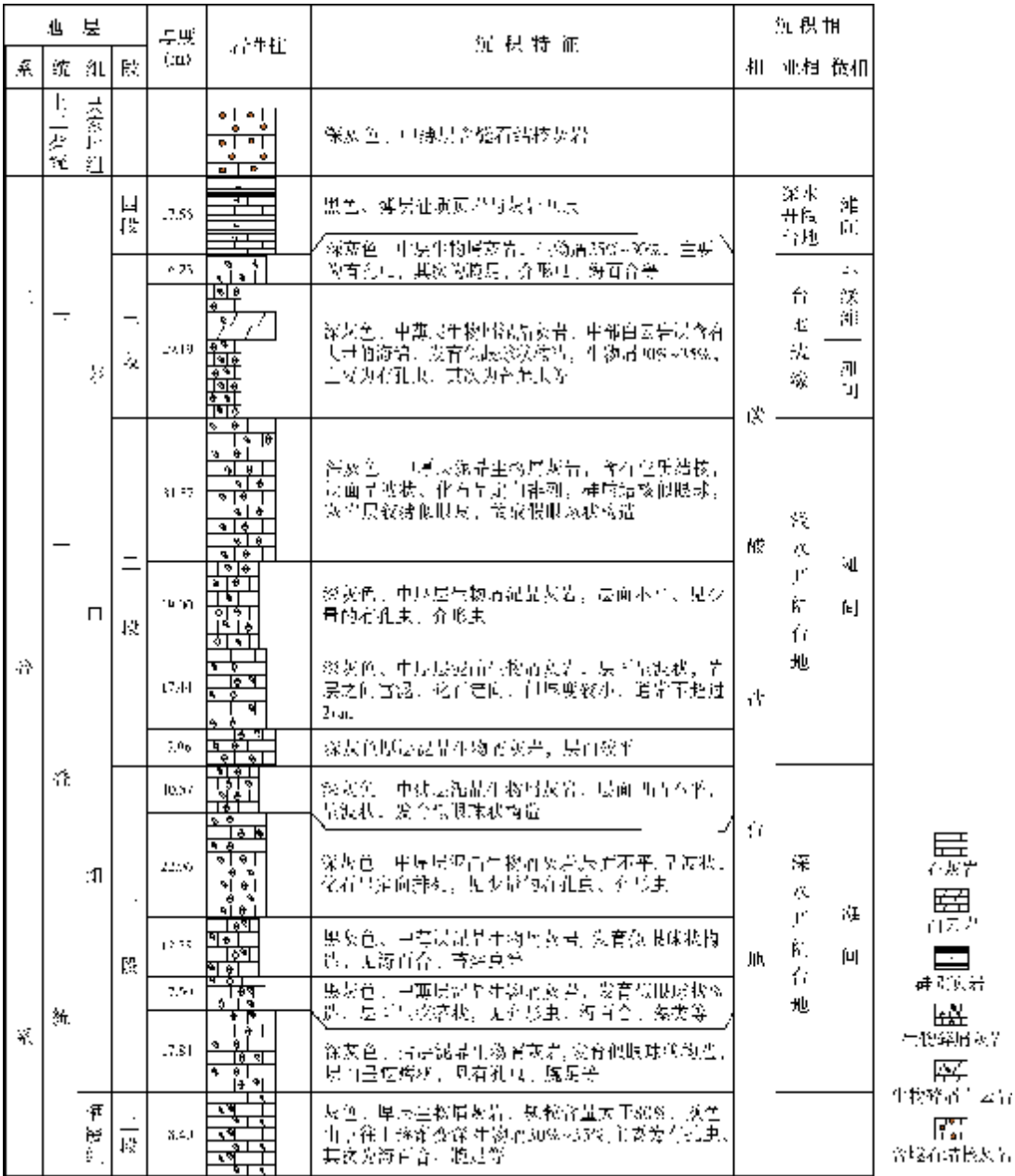


图2 川西北地区广元朝天剖面沉积相综合柱状图

3.1 孔隙

这里所指的孔隙是直径小于 2mm 的岩石内的较小空间,划分为原生孔隙和次生孔隙两大类。

3.1.1 原生孔隙及特征

川西北地区下二叠统茅口组在镜下能观察到的原生孔隙主要为晶间孔,它是该区重要的储集空间

类型。

晶间孔是区内晶粒白云岩中一种常见和重要的孔隙(图 3a,3b),位于自形一半自形白云石晶粒之间,常呈多面体,孔径一般 0.001~1 mm,其大小往往与周围颗粒的粒径成正比^[3]。

3.1.2 次生孔隙及特征

次生孔隙是指在岩石形成以后,由溶蚀、交代、

表 1 川西北下二叠统茅口组储集空间类型简表(据资料①修改)

类 型		成 因	储集空间特征	层 位	出现频率
孔隙*	晶间孔	原生	白云石晶体之间的孔隙	茅口组三段	中
	晶间溶孔	次 生	在晶间孔基础上溶解扩大后形成的孔隙	茅口组三段	中—高
	粒内溶孔		由生物碎屑内部局部溶蚀形成	茅口组四段	中—低
	粒间溶孔		颗粒间胶结物被溶蚀形成的孔隙	茅口组三段	中
孔洞**	孔隙型溶洞		由粒间孔溶蚀扩大形成	茅口组顶部	中—低
	裂缝型溶洞		在裂缝基础上进一步溶解扩大的洞	茅口组顶部	中—低
裂缝	溶蚀缝		由地层水沿地层薄弱部位溶蚀而成	茅口组三段	中
	构造缝		受局部构造张性应力而形成	茅口组各段	中—高
	缝合线		由压溶而成,常呈锯齿状	茅口组	中—低

* 孔隙的直径小于 2mm; ** 孔洞的直径大于或等于 2mm

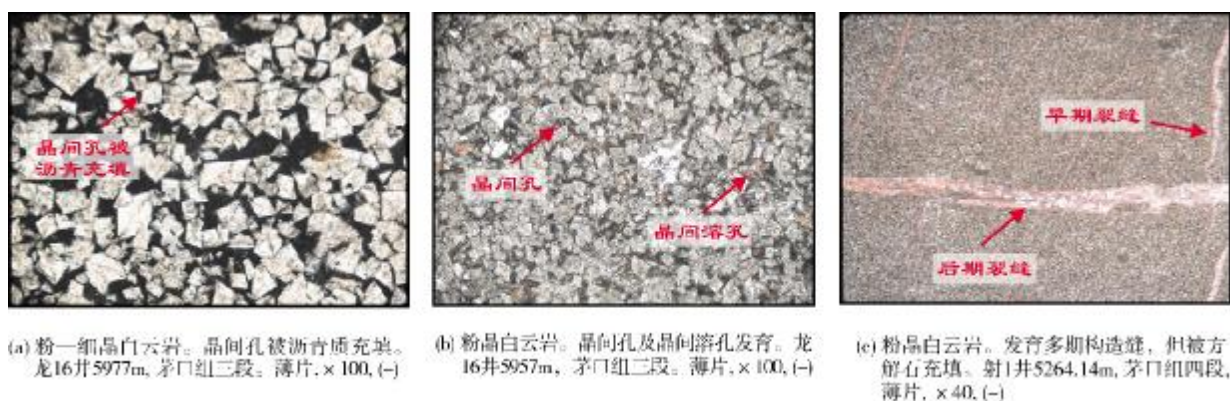


图 3 川西北地区下二叠统茅口组白云岩岩石类型及储层特征



图 4 川西北地区下二叠统茅口组生物碎屑灰岩储层特征

重结晶、白云石化以及构造运动等各种地质作用所形成的孔隙,研究区内常见的主要为溶孔,包括晶间溶孔、粒间溶孔以及粒内溶孔等。这类次生孔隙也是区内研究层段的重要储集空间。

晶间溶孔 它由白云岩的晶间孔经后期溶蚀扩大而成,孔隙边缘具残余溶蚀痕迹。后期的溶蚀扩大

不仅增加了晶间孔的储集能力,而且还能增加晶间孔之间的连通性,使储层的孔隙度和渗透率都有较大提高。川西北地区茅口组三段白云岩中晶间溶孔较发育(图 3b),局部分孔率可达 2%~3%。

粒间溶孔 后期溶蚀作用使颗粒之间的胶结物发生部分溶解,形成粒间溶孔,它可以明显地增

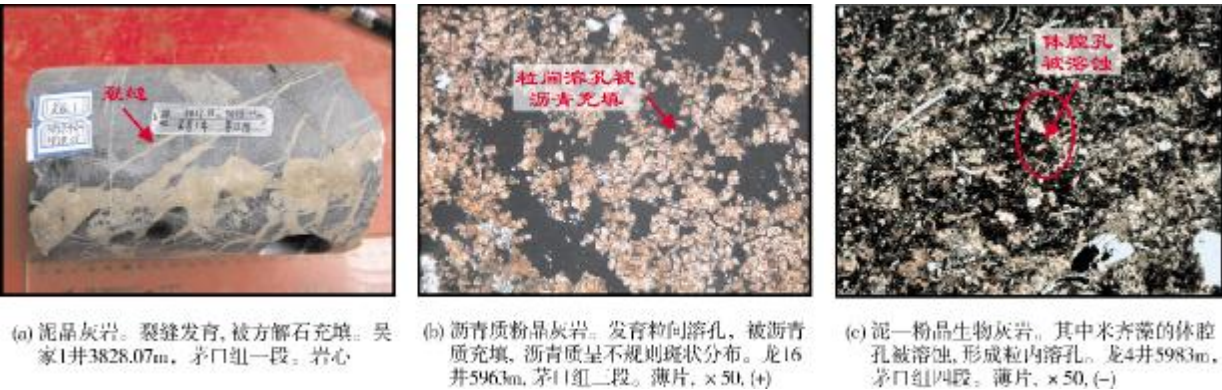


图5 川西北地区下二叠统茅口组泥—粉晶灰岩储层特征

加储层的孔隙度。川西北地区茅口组发育的粒间溶孔连通性较好,面孔率接近 3%,大大提高了储层的储集空间,但它们已普遍被沥青全充填或半充填(图 5b)。

粒内溶孔 这是生物碎屑颗粒内部局部发生溶蚀作用所形成的孔隙空间。本区的粒内溶孔主要形成于米齐藻的体腔孔发生局部溶蚀(图 5c),其面孔率小于 1%。

3.2 孔洞

这里所指的孔洞是直径大于或等于 2mm 的岩石内的较大空间,在研究区主要是由溶蚀作用所形成的溶洞,可划分为孔隙型溶洞和裂缝型溶洞两大类。

孔隙型溶洞 孔隙型溶洞是在原来孔隙的基础上经过溶蚀扩大而成的溶洞。川西北茅口组的“眼球状”和“似眼球状”灰岩中有少量孔隙型溶洞发育,多被沥青半充填,常与溶孔相伴生,渗透率中等,属常见的溶洞类型,这是研究区重要的储集空间。

裂缝型溶洞 这类溶洞是由大气淡水和地层水对早期裂缝进一步溶蚀扩大而成的。它们主要在表生期和构造运动之后的深埋藏期形成^[4]。该类溶洞较大,形状极不规则或略呈圆形,长短轴差别较大,洞径长轴一般大于 1 cm。溶蚀作用一方面将裂缝溶蚀扩大,形成洞宽不一的溶洞、溶沟;另一方面也可在裂缝两端进行,形成与裂缝产状基本一致的拉长状、串珠状溶孔、溶洞。裂缝型溶洞在区内发现较少,仅在局部地方分布,是研究区的次要储集空间,其典型特征是孔隙度较低,但渗透率很高^[3]。

3.3 裂缝

川西北地区茅口组受东吴运动的影响,裂缝非常发育,根据成因,我们可以将其分为构造缝、溶蚀缝及缝合线,构造缝为主,溶蚀缝次之(表 2)。研究区的裂缝大部分被方解石、泥质及沥青充填,张开缝相对较少。

表 2 川西北地区部分钻井茅口组岩心裂缝统计表(据资料②修改)*

构造名称	井名	岩心(m)	裂缝数(条)	裂缝密度(条/m)	张开缝		充填缝		主要充填物	裂缝性质
					条数	缝宽(mm)	条数	缝宽(mm)		
河湾场	河 2 井	4.32	153	35.4	1	8.0	152	0.1~5.0	方解石、泥质	以构造缝为主,溶蚀缝次之
	河 11 井	7.68	43	5.6	23	0.5~2.0	20	0.5~7.0	方解石	以构造缝为主,溶蚀缝次之
射箭河	射 1 井	36.35	88	2.4	6	0.5~25.0	82	0.5~20.0	方解石	以构造缝为主,缝合线次之
张家扁	扁 1 井	38.62	41	1.1	6	0.5~7.0	35	1.0~5.0	方解石	以溶蚀缝为主
各井合计		86.97	325	—	36	—	289	—		
各井平均		21.74	81	3.7	9	4.32	72	4.62		
综合描述									方解石为主,泥质次之	以构造缝为主,溶蚀缝次之

* 钻井位置参见图 1

② 蓝贵,朱永刚. 龙门山山前冲断带含油气条件及目标评价[R]. 中石油西南油气田分公司川西北气矿, 2002.

3.3.1 构造缝

构造缝的发育程度除受控于地应力环境外,还与岩石类型、结构粗细等密切相关。研究区的泥晶灰岩和泥晶白云岩等较致密岩石,裂缝较发育,缝宽也较大(一般在1 mm以上);在颗粒白云岩构成的孔隙型储层中,虽然裂缝发育密度不高,缝宽也较小(一般0.1~1 mm),但其充填程度低,裂缝的连通性较好,故对提高储层的渗透率意义显著。

构造缝在龙门山山前断褶构造带和米苍山台缘隆起带的茅口组中有较多分布。射1井岩心(图3c,图6a)揭示出这里的构造缝比较发育,该井(位置见图1)所在的射箭河构造,是研究区裂缝最发育的构造之一,且主要以构造缝为主。

3.3.2 溶蚀缝

川西北地区下二叠统的溶蚀缝是地层水沿岩

石薄弱部位溶解后形成的一种缝隙,主要形成于同生—准同生期、中—深埋藏期和表生期^[5]。同生期溶蚀缝的规模较小,近垂向分布,常被细粒机械碎屑物全充填;中—深埋藏期的溶蚀缝分布范围狭窄,多呈网格状,被沥青充填;表生期溶蚀缝多分布在茅口组顶部不整合面或假整合面之下,裂缝较宽,多被泥质、机械碎屑物或亮晶方解石全充填(图6b)。

3.3.3 缝合线

缝合线是碳酸盐岩中常见的一种由压溶作用形成的锯齿状裂缝构造(图6c)。它作为一种裂缝构造,可以成为流体运移的通道。已有许多证据证明,缝合线在油气的运移和聚集上起着积极的作用。但本区的缝合线大多被沥青或其它不溶残余物充填,仅少数缝合线无充填或半充填。

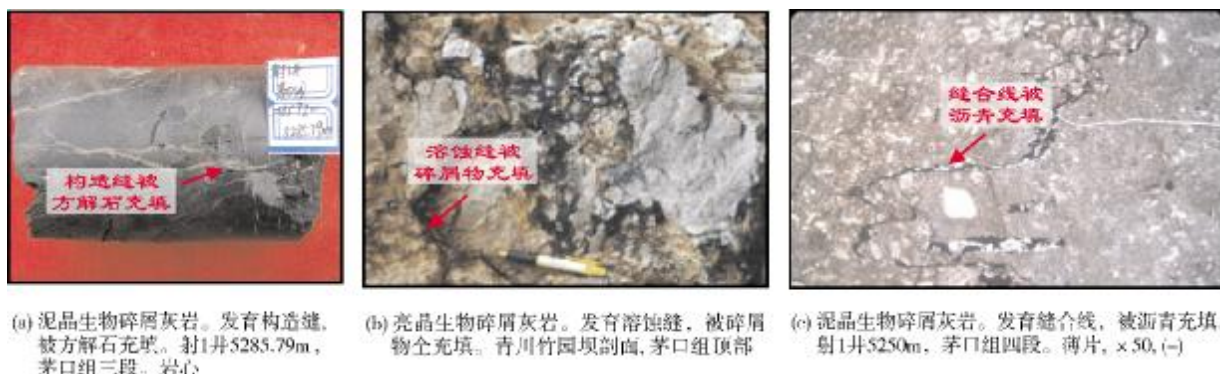


图6 川西北地区下二叠统茅口组裂缝发育特征

4 物性特征

4.1 孔渗参数分布特征

本次研究对工区内8口井所获取的396块岩心样品进行了孔隙度统计分析,其分布范围为0.08%~11.07%,平均为0.895%(表3)。并对其中223块岩心样品进行了渗透率统计分析,其分布范围为 $(0.000132\sim60)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均值 $1.696\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

采用储层孔隙度下限值1.00%,渗透率下限值 $0.01\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,研究区所获样品中,大于这种下限值的孔隙度样品数仅占总样品数的27.79%,渗透率样品数占总样品数的41.05%。

从以上分析可以看出,研究区储层整体上孔渗数值较低,属低孔低渗储层。将孔隙度与渗透率相比较,则显示出孔隙度相对较差,而渗透率相对较好。

4.2 物性的空间分布特征

茅口组储层在层位上表现出一定的非均质性。从图7可以看出,茅口组三段孔隙度较好,其次为一段,二段孔隙度最低;茅口组二段渗透率最高,其次为一段,三段最差。根据对6个构造9口井茅口组岩心物性的统计(表3),只有河湾场(河2井等)、矿山梁(矿1井)、吴家坝(吴家1井)等地的孔隙度相对较高,总体上该套储层低孔特征明显。河湾场、矿山梁、射箭河(射1井)及吴家坝等地的茅口组储层样品渗透率相对较高,它们主要是受到了裂缝的影响。

表 3 川西北地区下二叠统茅口组储层物性统计简表(据资料②修改)*

构造名称	井号	孔隙度					渗透率				
		样品数	范围	平均	>1.00%		样品数	范围	平均	>0.01×10 ⁻³ μm ²	
			(%)		样品数	占比** (%)		(×10 ⁻³ μm ²)		样品数	占比*** (%)
河湾场	河 2 井 河 11 井 河 12 井	32	0.08~11.07	1.48	10	31.3	28	<0.01~8.2	0.59	15	53.6
射箭河	射 1 井	102	0.10~2.32	0.52	13	12.7	57	<0.01~3.16	0.176	31	54.4
张家扁	扁 1 井	133	0.17~2.70	0.85	41	30.8	72	<0.01~1.41	0.0382	15	20.8
矿山梁	矿 1 井	30	0.40~3.95	1.15	21	70.0	20	<0.01~60	10.57	16	80.0
	矿 2 井	8	0.44~0.21	0.76	1	12.5	4	—	—	0	0
老关庙	关基井	60	0.09~1.48	0.47	3	5.0	14	<0.01~0.73	0.0729	5	35.7
吴家坝	吴家 1 井	31	0.52~2.54	1.04	10	32.3	28	<0.01~11.3	0.428	12	42.8
各井合计		396	0.08~11.07	—	99	—	223	<0.01~60	—	94	—
各井平均		—	—	0.895	—	27.79	—	—	1.696	—	41.05

* 钻井位置参见图 1
** 指各井孔隙度大于 1.00% 的样品数占各井总样品数的比例
*** 指各井渗透率大于 0.01×10⁻³μm² 的样品数占各井总样品数的比例

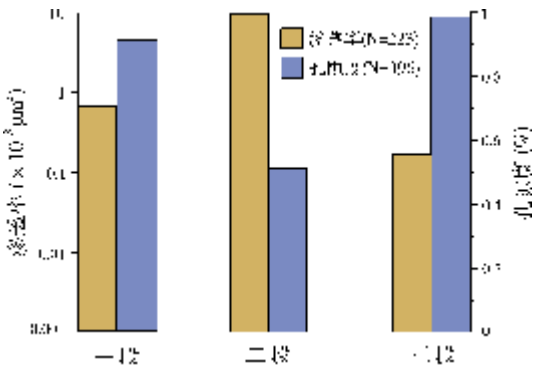


图 7 川西北地区茅口组各段孔隙度、渗透率参数直方图

5 储层发育主控因素

研究发现,川西北地区下二叠统茅口组储层的发育主要受沉积相和成岩作用两大因素控制。

5.1 沉积相

沉积相决定了地层在沉积早期孔渗层的时空分布,有利的沉积相是储层形成的基础。储集岩的形成和发育受沉积相的控制,不同沉积环境下的储集岩及其储集性能存在显著差异。在特定条件下,储层的早期分异可决定储层的区域发育与分布格局,如高能颗粒滩相带就有利于储层的发育。同时,沉积作用还为后期的储层成岩改造奠定了物质基础,只有层

厚、质纯、原有孔隙较发育的碳酸盐岩才有利于后期经成岩作用改造而成为优质储层^[6]。

川西北地区下二叠统是台地—斜坡沉积环境下的产物,其中最有利于储层形成与演化的沉积相带是台缘滩、生物碎屑滩,它们主要发育在颗粒岩厚度较大的老关庙构造的关基井附近(图 8)。川西北地区下二叠统茅口组储层以三段发育最好(图 7),从野外剖面 and 钻井资料来看,该套地层的储层主要分布在生物碎屑礁滩发育区,钻井显示较好的层段也多与该类沉积体的发育有关,工区内的矿山梁构造和河湾场构造等表现出沉积相相对储层具有明显的控制作用。

5.2 成岩作用

建设性成岩作用决定储层发育演化的质量,川西北地区主要包括白云石化作用、溶蚀作用及破裂作用。

5.2.1 白云石化作用

川西北地区下二叠统茅口组的白云岩主要发育在三段。在准同生阶段,发生混合水白云石化作用,形成豹斑状白云岩(图 9a);进入埋藏成岩阶段,发生热液白云石化作用,形成中—粗晶白云岩(图 9b)。本区白云石化作用伴生发育晶间孔,它使储层的孔隙度增加了 7% 左右。

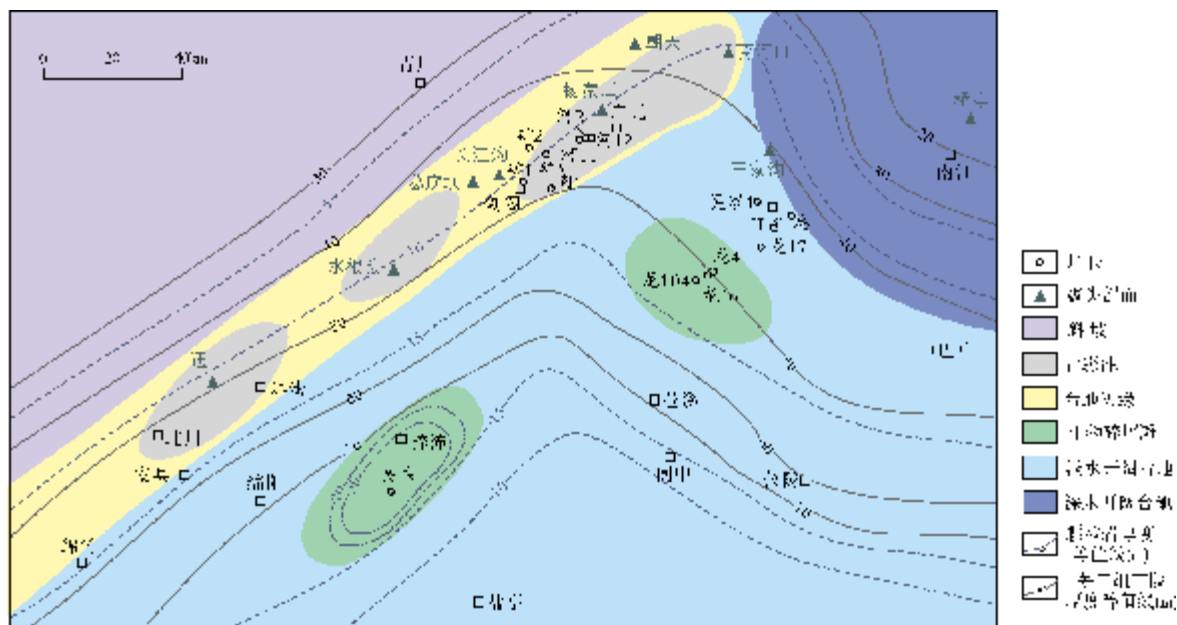


图 8 川西北地区下二叠统茅口组三段沉积相平面图

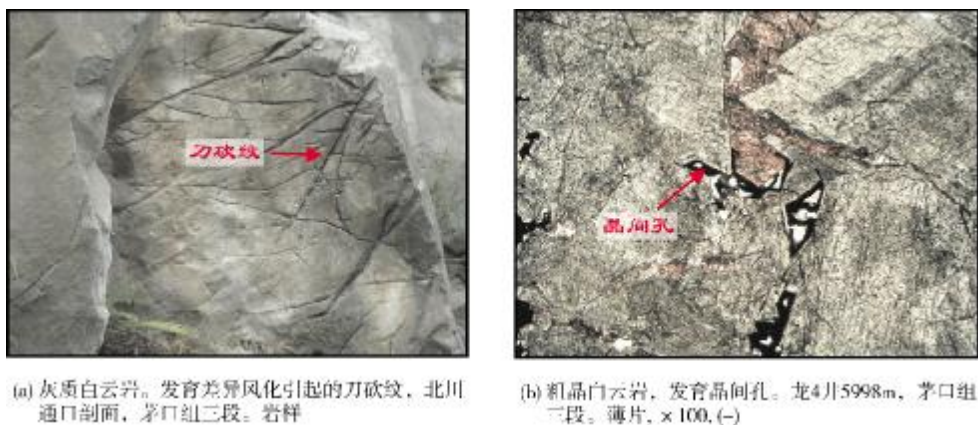


图 9 川西北地区下二叠统茅口组三段白云岩特征

5.2.2 溶蚀作用

研究区碳酸盐岩中的溶蚀作用普遍发育, 主要为白云岩的晶间孔溶蚀扩大(图3a)、生物碎屑颗粒内部形成的粒内溶孔(图5c)、生物碎屑颗粒之间的粒间孔溶蚀扩大以及岩石差异性溶解形成缝合线(图6c)等。该区因溶蚀作用而形成的孔隙是主要的油气储集空间。

5.2.3 破裂作用

研究区内茅口组各段均发育裂缝, 推测与二

叠纪晚期区域性的峨眉地裂运动^[7]有关, 这些裂缝(图3c, 图6a)的形成不仅在一定程度上提高了油气储集空间, 而且更重要的是大大提高了油气的渗透输导能力。

6 结论

(1) 川西北地区下二叠统茅口组的主要储集岩为细—粉晶白云岩、亮晶生物碎屑灰岩、泥—粉晶灰岩及泥晶生物碎屑灰岩, 储层段主要为茅口组三段, 储集空间主要为晶间孔、晶间溶孔、粒内溶孔、粒间

溶孔和裂缝(主要为构造缝)。

(2)孔隙度平均为0.895%,渗透率平均为 $1.696 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。大于孔隙度下限值(1.00%)和渗透率下限值($0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)的样品数分别占总样品数的27.79%和41.05%。

(3)台地高能生物滩,包括台缘滩和生物碎屑滩,是最有利于储层发育的沉积相带。

(4)白云石化作用和溶解作用是研究区的主要建设性成岩作用。

参考文献

- [1] 曾德铭,石新,王兴志,等. 川西北地区下二叠统栖霞组滩相储层特征及其分布[J]. 天然气工业,2010,30(12):25-26.
- [2] 冯仁蔚,王兴志,张帆,等. 川西北广旺地区飞仙关组沉积岩石学特征及沉积环境分析[J]. 重庆科技学院学报,2007,30(2):98-99.
- [3] 石新. 川西北下二叠统储层研究 [D]. 西南石油大学,2004:57-60.
- [4] 强子同. 碳酸盐岩储层地质学[M]. 山东:石油大学出版社,1998:60-61.
- [5] 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):4-6.
- [6] 张延充,刘克难,彭才,等. 川西九山地下二叠统高能滩地震预测[J]. 天然气工业,2011,31(6):42-43.
- [7] 罗志立. 试论上扬子地台峨眉地裂运动 [J]. 地质论评,1988,34(1):12-24.

编辑:吴厚松

Characteristics of Lower Permian Maokou Reservoir in Northwest of Sichuan Basin

Luo Jing, Hu Hong, Zhu Suihui, Xia Qingsong, Li Hongming, Xie Lei

Abstract: Based on analysis of the Lower Permian Maokou outcrops and drilling cores in the northwest of Sichuan Basin, it is shown that the main reservoir belongs to Maokou Member 3 and exhibits the low porosity (average 0.895%) and low permeability (average $1.696 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$). The reservoir rocks consist of dolostone, bioclastic limestone and crystal limestone. Reservoir space, which includes intercrystal pores, intercrystal solution pores, intragranular and intergranular solution pores and cracks, is divided into pores (less than 2mm in diameter), holes (greater than or equal to 2mm in diameter) and cracks. Solution pores are the common reservoir space and cracks are the important infiltration channels in Maokou reservoir. Diagenesis and sedimentary facies control the reservoir development, in which high-energy biological beach facies in platform is the most favourable to reservoir development and dolomitization and dissolution are the constructive diagenesis.

Key words: Lower Permian; Maokou Formation; Reservoir characteristics; Controlling factor; Sichuan Basin

Luo Jing: female, Master degree in progress at Resources and Environment College of Southwest Petroleum University.

Add: Southwest Petroleum University, Xindu, Chengdu, Sichuan, 610500, China