

川西南周公山及邻区下二叠统碳酸盐岩成岩作用对储集性的影响

冯仁蔚, 王兴志, 张帆, 庞艳君

(西南石油大学 资源与环境学院, 成都 610500)

摘要: 川西南周公山及邻区下二叠统的中-低孔、中-低渗碳酸盐岩储层的储集空间以次生成因的溶孔、溶洞和构造裂缝为主。研究认为, 多世代方解石胶结、化学充填作用以及埋藏期的压实(溶)作用是孔隙很难得到保存的主要原因; 同生-准同生期的混合水云化作用和表生期、埋藏期的流体溶蚀作用则产生了大量的次生溶孔、洞, 使储层的孔渗性得到明显的改善; 构造破裂作用可以产生新的储集空间, 还影响各储集体之间及单一储集体内部空隙的连通。成岩相分为混合水云化-溶蚀-破裂相、溶蚀-胶结相和胶结-压实-压溶相。各种成岩作用的叠加形成了现今下二叠统油气储层的分布格局。

关键词: 下二叠统; 碳酸盐岩; 成岩作用; 储集性; 川西南

中图分类号: P588.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-1412(2008)03-0223-07

0 引言

川西南地区位于上扬子地台的西部边缘, 龙门山前断褶构造带、峨眉山前缘断褶带和川西南平缓构造带之间的过渡区, 面积约 7 000 km²。受龙门山及川西、川中基底隆起的控制及加里东运动的影响, 区内位于乐山-龙女寺古隆起西南部的高部位, 分布了周公山-汉王场-大兴场-油罐顶等 6 个圈闭构造(图 1)。

周公山及邻区下二叠统具有良好的油气显示, 并获得了工业气流, 但由于早期的工作仅限于浅层, 为了深刻认识下二叠统深部地层的油气储集性能, 进行成岩作用的研究显得尤为重要。

1 储层基本特征

1.1 沉积岩石学特征

沉积作用控制了储集岩的结构组分特征, 形成

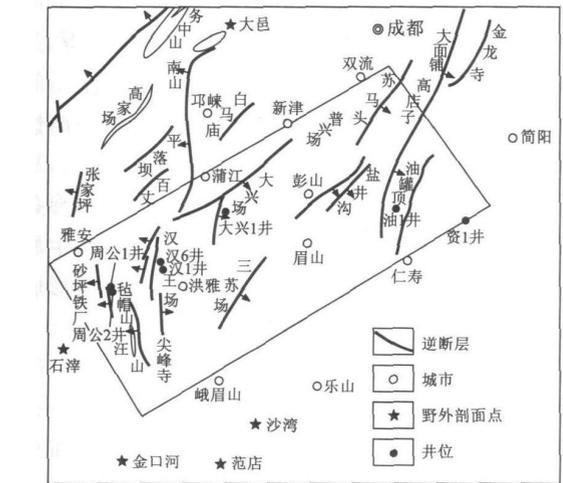


图 1 研究区位置及下二叠统顶部构造图

Fig. 1 Geographical position of the study region and top structural diagram of Lower Permian

了后期成岩作用改造的物质基础。区内下二叠统栖霞组和茅口组共同构成一套浅海碳酸盐缓坡沉积体系, 从龙门山大断裂(盐井坪-宝兴-天全)向东依

收稿日期: 2007-06-11; 改回日期: 2007-09-17

基金项目: 西南油气田分公司项目《川西南部地区加里东古隆起含油气远景目标研究》子课题中部分研究成果(编号: XNS05JS2004-55)。

作者简介: 冯仁蔚(1982-), 男, 四川南充人, 博士研究生, 专业方向为沉积学及储层地质学研究。通信地址: 四川省成都市新都区西南石油大学资源与环境学院, 邮编: 610500, E-mail: frwswpu@126.com

次沉积了浅缓坡相(泻湖亚相、高能生屑滩相)和深缓坡相,其中只有分布在栖二段和茅三段的高能生屑滩相上发育储层。泻湖相和深缓坡相的层段基本不具备储集性能。滩相储层的岩性主要为中-粗晶云岩、生屑云岩和泥晶生屑灰岩(表1)。不同岩性的储集性不同:白云岩的储集性通常比灰岩好,平均孔隙度达8.23%,这是因为云岩的脆性比灰岩大,

更容易形成裂缝;云岩通常具有粉晶至细晶结构,晶间孔发育,而灰岩通常只具有泥晶结构,晶间孔不发育,仅有少量的残余体腔孔和粒内溶孔。生屑云岩由于是交代原泥晶生屑灰岩而来,晶粒大小不均且含较多不溶残余物,因此物性不如中-粗晶白云岩,平均孔隙度仅4.18%,储集性中-差。

表1 下二叠统主要岩性特征统计表

Table 1 The main statistics of lithologic characteristics of Lower Permian

岩性	主要分布层段	主要分布地区	主要孔隙类型	平均孔隙度	储集性
中-粗晶云岩	P_{1x^2}, P_{1m^3}	周公山、汉王场	晶间孔、晶间溶孔	8.23%	优-中
生屑白云岩	P_{1m^3}	大兴场	孔隙性溶洞及构造缝	4.18%	中-差
泥晶生屑灰岩	P_{1x^2}, P_{1m^3}	大兴场、油罐顶	残余生物体腔孔、粒内溶孔	0.31%	差-非

1.2 储集空间特征

(1)原生孔隙。包括原生粒间孔和生物体腔孔,为由机械压实和胶结物充填剩余的粒间孔隙。在区内储层中偶见。

(2)次生孔隙。①晶间孔:孔径0.05~0.2 mm,连通性较差,面孔率一般2%~5%;出现频率中等,是区内储层主要的空间之一;②晶间溶孔:是在晶间(微)孔基础上溶蚀扩大形成的孔隙,孔壁光滑呈溶蚀状、港湾状;孔径0.2~0.5 mm,面孔率2%~7%,局部可达15%,出现频率高,可有效改善储层的储渗条件,是区内岩中主要的储集空间;③粒间溶孔:是生屑白云岩中颗粒间一、二期方解石胶结物被溶蚀后形成的孔隙,边部不平直的多边形或不规则形态,孔径0.5~1.0 mm。连通性较好,出现频率较高;④溶洞:研究区内分布较少,主要有两种,一种是由早期晶间孔和晶间溶孔进一步溶蚀扩大形成,孔径>2 mm,面孔率2%~10%,呈针孔状小溶洞,溶洞总体数量中等,为区内重要的储集空间之一。

(3)构造裂缝。是构造破裂产生的同组系网格状构造缝。以水平微细裂缝为主,裂缝频率为3~80条/m不等,宽度1~2 mm,最宽5 mm,长度1~9 mm,开启程度30%~60%。裂缝在纵、横向上分

布不均,在构造转折部位和曲率大的部位相对发育,裂缝既可以增加孔隙度,也可以改善渗透性,亦是区内主要储集空间之一。

1.3 储层物性特征

区内下二叠统储层只发育在栖二段和茅三段的生物(屑)滩相中,根据样品统计:储层单层厚度多为30~50 m,局部可达70 m;平均有效厚度栖二段为28.13 m,茅三段为19.2 m;常规物性分析表明,区内下二叠统储层的孔隙度分布范围为0.19%~8.23%,平均2.54%;栖二段的平均孔隙度为4.87%,渗透率为 $2.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}$;茅三段的平均孔隙度为2.86%,渗透率为 $1.065 \times 10^{-3} \mu\text{m}$,表明栖二段整体储集性能要优于茅三段。总样品中孔隙度值>4%的比例不到3.2%,渗透率> $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}$ 的不到3%,表明储层孔隙度发育中-差,且非均质性明显。对无裂缝发育的样品来说,渗透率最大为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $< 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品数多于80%,表现为低渗的特征(图3);但如果存在裂缝,渗透率可提高几个数量级,如周公1井的高产气流就与裂缝发育有关,渗透率达 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由此可见区内渗透率变化较大。从储层总体物性来看,仍然属于中低孔、中低渗储层。

表2 下二叠统储层碳酸盐岩厚度统计

Table 2 Statistics of carbonate rock thickness of Lower Permian

井号	周公1井	汉1井	大兴1井	油1井	平均有效厚度
总厚度	458.5m	427m	435m	418m	
茅三段	32m	58m	49m	35m	19.2m
栖二段	71.5m	67.5m	63.5m	30m	28.13m
%	22.6%	29.4%	25.9%	15.6%	

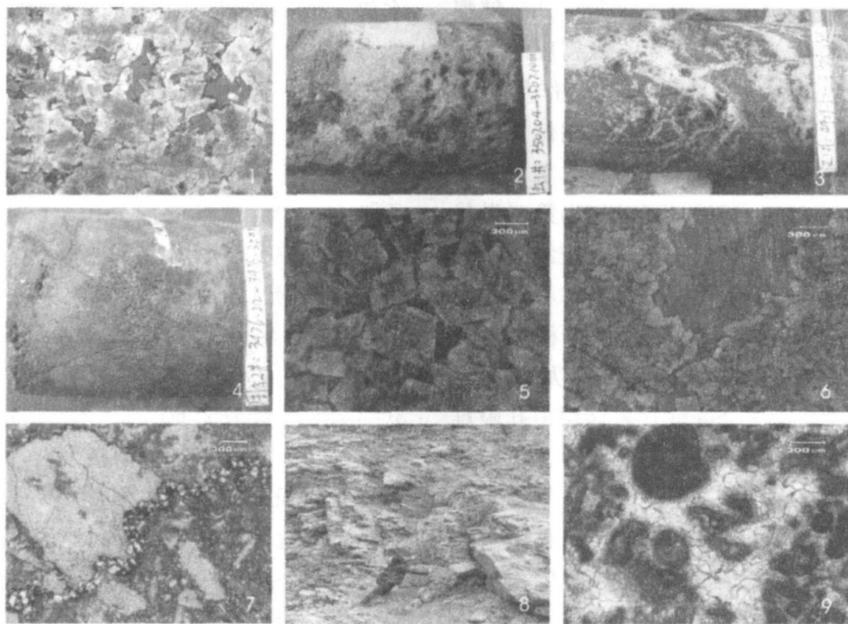


图 2 周公山及邻区下二叠统储层各类储集空间照片

Fig. 2 The photo of different space of reservoir of Lower Permian in Zhougongshan and the near districts

1. 白云岩的晶间溶孔(汉 1 井 4920.375~ 4920.441m, 茅二段), × 2(-)
2. 溶洞和蜂窝状溶孔(周公 1 井 3507.04~ 3507.10m, 栖霞二段), 岩心
3. 裂隙性溶洞(汉 1 井 4908.50~ 4908.65m; 茅三段), 岩心
4. 裂缝及针状溶洞(周公二井 3476.22~ 3476.32m; 栖霞二段), 岩心
5. 晶间孔(汉 1 井 4933.055~ 4933.13m, 茅二段), × 4(-)
6. 次生孔隙被方解石充填(汉 1 井 4943.86~ 4943.98m, 茅二段), × 4(-)
7. 缝合线构造(大深 1 井 5530.74~ 5530.81m, 栖霞二段), × 4(-)
8. 茅口组顶部溶洞被粘土岩全充填(大邑大飞水剖面)
9. 粒间孔被两期方解石胶结(大深 1 井 5636.54~ 5636.62m, 栖霞二段), × 4(-)

2 成岩作用类型及对储集性的影响

2.1 压实- 压溶作用

压实作用使沉积物(岩)脱水, 原生孔隙减小, 较粗颗粒扭曲、压扁、破碎、定向排列, 颗粒由点接触- 线接触向凹凸接触发展^[1], 地层厚度减薄并致密。

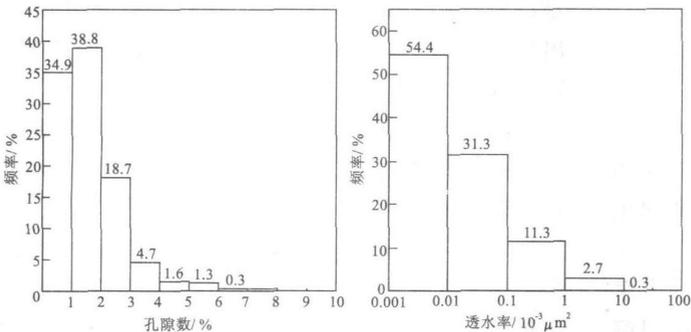


图 3 孔隙度和渗透率频率分布图

Fig. 3 The diagram of porosity frequency and permeability frequency distribution

根据样品统计, 压实作用对物性的影响表现在每埋深 1 000 m, 孔隙度大约降低 3%~ 7%, 但其受碳酸盐胶结作用的制约: 压实减孔量与颗粒内(间)胶结程度呈反比关系, 胶结物每增加 1%, 压实减孔量减少约 0.5% 左右, 可使孔隙度的差值在 1%~ 10% 之间。从样品总体看受压实后原始孔隙度一般减少 30% 以上, 使最终孔隙度绝大多数 < 1%。而压溶作用产生的缝合线与岩石层理平行或近于平行, 峰柱

垂直于层面, 缝宽约 1~ 2 mm, 多分支, 齿状镶嵌, 峰柱起伏较大, 可达 2 cm。切割了颗粒内部或边缘, 形成了可供腐蚀性地层水和油气运移的通道, 在一定程度上扩大溶蚀孔隙和提高储层的渗透率; 沿缝合线分布的白云石(褐黄色, 自形- 半自形, 阴极发光呈暗玫瑰紫红色)周围的溶蚀扩大孔隙处则完全被有机质残余物(黑色沥青)或泥质所堵塞(图 2-7)。说明在成岩过程中, 压实(溶)作用对区内下二叠统储层具有明显降低原始孔隙度的作用。

2.2 胶结作用

区内碳酸盐岩胶结物主要出现在生

屑云岩和泥晶生屑灰岩中的粒间孔或溶孔中, 储集岩被两个(或两个以上)世代的方解石致密胶结后孔隙度可锐减 95% ~ 100%。在叠加成岩作用控制下, 胶结作用具多旋回性^[2], 下二叠统滩相储集体中的空隙经过第一期栉壳状、马牙状、刃状方解石胶结后, 被大气淡水部分溶解, 其后又可沉淀出第二世代等轴粒状或细柱状方解石与第一期残余胶结物呈溶蚀不整合接触, 阴极发光下, 第一世代方解石呈暗红色, 强发光; 第二世代多具环带构造, 发暗橙红色或暗桔黄色光。两期胶结物造成孔隙度损失 95% 以上(图 2-9), 说明胶结作用是碳酸盐岩储层内孔隙难于保存下来的主要原因。

2.3 充填作用

常分布于晶间溶孔、小溶洞和裂缝中, 被中-粗晶方解石和少量硅质石英所充填, 常使次生孔隙减少 50% ~ 100%。白云岩储层中次生溶孔中被粗-巨晶方解石充填, 造成孔隙度锐减约 90% (图 2-6), 说明充填作用也是区内储层物性降低的重要原因, 而残存的孔隙则是现今区内栖霞二段、茅三段碳酸盐岩储层的主要储集空间之一。

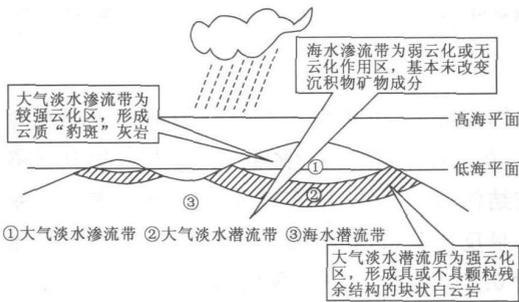


图 4 下二叠统同生-准同生期混合水白云石化作用模式图

Fig. 4 Model of admixing water dolomitization of syngensis-quasi syngensis stage of Lower Permian

2.4 白云石化作用

2.4.1 混合水白云石化作用

下二叠统白云岩储层主要分布在区内栖霞二段和茅三段浅缓坡高能生屑滩相中。在同生-准同生期, 海退使滩体暴露在水体之上, 在海水为 5% ~ 30% 的混合液范围内^[3], 白云石过饱和并交代方解石(图 4), 从而产生大量的晶间孔(图 2-5)、晶间溶孔和粒内溶孔, 孔隙度相应增加 5% ~ 12%, 白云石有序度可达 0.871~ 0.952, 具雾心亮边和明暗相间环带, 说明成岩过程中孔隙水逐渐淡化^[4]。混合水云化作用最强烈是大气淡水潜流带, 其次是大气淡

水渗流带, 海水潜流带最弱。另外, 不是所有的浅缓坡滩相均可发生混合水云化作用, 只有那些在沉积过程中曾较长时间暴露过的滩体部位才能发生较强的混合水云化作用, 这些部位一般位于滩体的核部。强云化的滩体核部在栖霞二段和茅三段沉积时主要位于雅安、洪雅、柄灵的周公山-汉王场地区(图 5), 其混合水白云岩厚度达 60~ 95 m, 云化强度向北东方向和四周逐渐减弱(图 5)。从周公 1 井的统计表中(表 3)看出: $\delta(^{18}\text{O}_{\text{PDB}})$ 一般为负值, 一般为 $-7.41 \times 10^{-3} \sim -7.04 \times 10^{-3}$, 平均 -7.14×10^{-3} ; $\delta(^{13}\text{C}_{\text{PDB}})$ 一般为 $2.60 \times 10^{-3} \sim 2.95 \times 10^{-3}$, 平均为 2.82×10^{-3} , 呈低正值; 阴极发光呈均匀暗红色, 这都是云化强烈的证据。因此, 周公山-汉王场一带是下二叠统储层发育的有利地区。

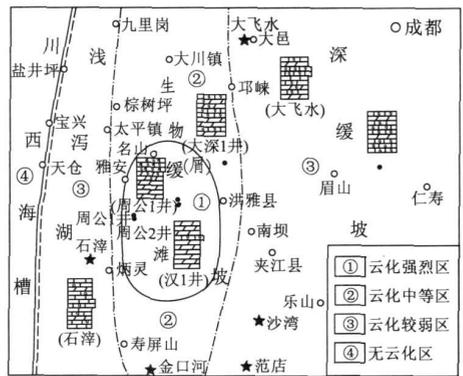


图 5 混合水云化作用强度分布图

Fig. 5 Intensity profile of admixing water dolomitization

2.4.2 埋藏白云石化

在深埋藏环境下, 以调整形成的白云石分布为主, 褐黄色, 半自形-自形, 沿缝合线附近断续分布, 晶粒之间被泥质或黑色沥青所充填(图 2-7)。一般难以形成大规模的白云岩层, 而以洞缝充填物形式出现^[5], 对本区岩石的孔渗性并无实质性的改善。

2.5 溶解作用

溶解作用是促进储层孔隙发育的主要成岩作用。据研究, 区内下二叠统碳酸盐岩储层主要经历过 4 期溶解作用。

(1) 第一期为同生-准同生期溶解作用, 主要发生于部分沉积暴露的滩相沉积体顶部。由于大气淡水和混合水的改造, 在滩体中、上部形成小规模溶沟、溶洞和颗粒铸模孔, 粒间孔下部被渗流粉砂半充填。但是这些溶蚀孔、洞、缝很少保存至今。

(2) 第二期为表生期溶解作用(岩溶), 该区由于受东吴运动的影响, 使下二叠统中上部地层抬升, 两

次暴露于海平面之上, 接受大气淡水的淋滤改造。岩石中的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 较高, $\delta(^{18}\text{O}_{\text{PDB}})$ 呈低正值和 $\delta(^{18}\text{O})$ 值呈低负值说明受大气淡水影响较强(表 3)。到茅口期末, 地层中形成多层溶洞、溶沟及溶缝, 具有相对分隔性, 自成系统, 规模大小不一^[6]。可使孔隙度增加 1%~5%。图 2-2 的蜂窝状溶孔、洞很好地反映了表生期溶解作用对储层物性的极大改善。

(3) 第三期为中-深埋藏期溶解作用, 发生在中侏罗世-白垩纪, 是区内极其重要的建设性成岩作用, 其发生在地层埋藏至 2 000 m 以下。溶洞、溶缝内方解石胶结物不具世代性, 阴极发光下发光但无环带, 溶解后形成被溶蚀的边缘, 尤其是发亮桔黄色富锰贫铁的方解石(局部具生长环带)和铁白云石溶蚀孔隙; "雾心亮边"白云岩中形成大量的晶间溶孔

(图 2-1); 压溶形成的锯齿状缝合线及其内菱形白云石断续分布和油气充注后留下的黑色沥青残余(图 2-7); 针孔状储集体的发育也是发生中-深埋藏溶蚀作用后的特征之一(图 2-4)。埋藏溶解作用可将区内碳酸盐岩储层的孔隙度提高 1%~3%。

(4) 第四期为构造期溶解作用, 发生在白垩纪至第四纪, 可见与构造作用有关的溶蚀扩大缝及与此伴生的与裂缝产状近一致分布的溶孔、溶洞(图 2-3), 使储集体之间和单个储集体内部的孔隙连通性和渗透率得到了很大改善。

在下二叠统白云岩储层的形成与演化过程中, 中-深埋藏溶解对储层空间的后期贡献最大, 表生期和构造期有一定贡献, 同生-准同生期的影响不大。

表 3 周公 1 井栖二段和茅三段 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 值和碳氧同位素测试结果

Table 3 $\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ and carbon, oxygen isotope analysis of Xixia 2 Formation and Maokou 3 Formation from Zhongong Well 1

层位	井深(m)	岩性	$^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$	$\delta(^{13}\text{C}_{\text{PDB}})/10^{-3}$	$\delta(^{18}\text{O}_{\text{PDB}})/10^{-3}$
P_1m^3	3226.4	生屑云岩	0.71264	2.643	-7.417
P_1m^3	3226.8	生屑云岩	0.71010	2.611	-7.265
P_1m^3	3227.3	云岩	0.71012	2.608	-7.184
P_1m^3	3229.1	云岩	0.70977	2.905	-7.092
P_1x^2	3470.5	云岩	0.70896	2.724	-7.371
P_1x^2	3470.9	云岩	0.70962	2.814	-7.395
P_1x^2	3483.2	云岩	0.70947	2.679	-7.058
P_1x^2	3483.5	云岩	0.70914	2.858	-7.450
P_1x^2	3497.4	云岩	0.70882	2.913	-7.045

2.6 构造作用对储层的控制

构造应力作用是形成裂缝的关键因素, 自下二叠统缓坡沉积体形成之后直至喜山期, 共经历数次强度不一的构造运动改造, 主要是通过褶皱形变和断裂活动来改变储层的物性, 特别是喜山运动对储层发育有多重影响: ①构造作用的侧向挤压使储层压实、压溶强度增大, 造成孔隙损失, 同时产生多期裂缝和断层, 地下流体在渗透和运移过程中可将其溶蚀扩大而产生溶孔(洞); ②裂缝具有切割性, 能将储集岩中孔洞连成统一的孔-洞-缝系统, 贯通储层空间, 作为油气和酸性水的通道, 使孔隙层的连通性变好, 原来较差的物性有所提高, 增加工业价值; ③一般认为, 在裂缝与溶洞均较发育的碳酸盐岩地区, 裂缝与溶洞的形成具有相互促进作用, 裂缝的存在有助于流体在岩层中的渗流, 从而有利于溶解作用的发生; 而溶洞的发育会降低岩石的强度, 从而更加利于裂缝的形成^[7]。

裂缝往往形成于岩石的脆弱带, 如高点、长轴、应力相对弱点和古岩溶发育带。裂缝作为本区白云岩主要的储集空间, 往往油气显示的活跃段, 就是构造裂缝的相对发育段。灰岩脆性小于白云岩, 但有裂缝发育的地区灰岩物性明显增强, 形成有利的运移通道和储集空间。如周公 1 井一带, 以水平微细裂缝发育, 裂缝频率为 20~80 条/m, 溶孔洞多, 钻进时明显加快和放空, 是较高产井; 而相邻的周公 2 井中裂缝频率小得多(图 2-4), 全井不过数条, 溶孔洞也少, 是低产井。

3 成岩阶段划分与孔隙演化过程

根据石油天然气总公司(1992)《碳酸盐岩成岩阶段划分标准》, 并结合的主要成岩标志及其相互关系, 总结出川西南周公山及邻区下二叠统碳酸盐岩

储层的成岩序列和孔隙演化过程。

(1) 成岩序列。同生期(胶结) → 同生-准同生期(混合水云化、溶解) → 表生期(溶蚀、破裂) → 浅埋藏期(充填、胶结、压实、破裂) → 中-深埋藏期(溶解、充填、胶结、压溶、云化、破裂) → 构造期(破裂、溶解)。

(2) 孔隙演化过程: 同生期(原生孔隙由 40% ~ 60% 减少到 10% ~ 17%) → 同生-准同生期(受混合水云化和溶解作用孔隙度提高到 15% ~ 25%) → 表生期(暴露岩溶后孔隙度最高可到 30% 左右) → 浅埋藏期(成岩作用以破坏为主, 孔隙度降至 1% ~ 5%) → 中-深埋藏期和构造期(成岩作用建设性逐渐强于破坏性, 因此孔隙度上升到 2% ~ 10%)。

4 成岩相与储层发育的关系

成岩相是影响储层性质的某种或几种成岩作用的组合。它反映储层的目前面貌, 是成岩过程中一系列变化的结果。综合考虑储层的岩相特征、成岩类型及成岩环境的不同, 将本区目的储层分为 3 种成岩相类型。

(1) 混合水云化-溶蚀-破裂相。浅缓坡滩体受强烈的同生-准同生期混合水云化作用和表生期、埋藏期溶蚀作用的改造, 晶间孔和晶间溶孔发育, 无颗粒, 白云石含量高; 后期构造破裂作用形成的裂缝进一步改善了孔渗条件, 形成了溶孔-裂缝型储层, 孔隙度达 8.23%, 渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}$, 单井日产量可达 $41.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (周公 1 井), 主要分布在周公山和汉王场的栖二段中, 茅三段中亦占一定比例, 是区内良好的储集层段。

(2) 溶蚀-胶结相。泥-亮晶生物(屑)灰岩受表生期、埋藏期溶蚀作用和弱混合水云化作用改造后发育少量孔隙性溶洞及构造缝, 被多期的亮晶方解石胶结物充填, 粒间孔隙大部分消失, 剩余孔隙的数量及连通性很差, 形成半致密-残余孔隙型孔隙组合关系。构造破裂作用中等, 因此储层物性中-差: 孔隙度 $< 4.12\%$, 渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}$, 单井日产量可达 $1.46 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (大深 1 井)。此类储层主要分布在大兴场地区的茅三段中。

(3) 胶结-压实-压溶相。受较低程度的混合水云化和溶蚀作用影响, 次生孔隙在胶结、充填、埋藏压实压溶作用下基本消失, 生物(屑)破碎杂乱排

列, 粒间填隙物以灰泥占绝对优势, 亮晶极少, 分布不均; 构造破裂作用微弱, 储集性能较差, 形成致密型孔隙组合关系。孔隙度一般 $< 1\%$, 渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}$, 单井日产量仅 $0.0104 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (油 1 井)。该类储层主要分布在大兴场-油罐顶地区的栖二段和茅三段中。

5 结论与建议

成岩作用决定了碳酸盐岩内部的储集空间特征和储集性能, 是造成区内下二叠统储层中-低孔、中-低渗的主要原因。成岩作用对碳酸盐岩储层储集性的影响表现在两方面, 破坏性的方面主要为压实和胶结充填作用, 而建设性方面为混合水云化、溶蚀和构造破裂作用。成岩作用的选择性决定了储层非均质性强^[8]。

造成区内 6 口钻井产量迥异的主要原因是: 混合水云化作用因滩体暴露的位置和时间上的差异造成强度的不同, 储层被云化改造的程度决定了溶蚀孔隙的数量和渗透率的不同, 如周公山的产量(周公 1 井: $47.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 比东部的汉王场(汉 1 井: $10.26 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 高, 汉王场又比以东的大兴场(大深 1 井: $1.46 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 和更远的油罐顶(油 1 井: $0.0104 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 高。这是因为云化强度以周公山为中心, 向北东方向和四周逐渐减弱, 储层物性上的差异(周公山孔隙度可达 8%, 而油罐顶仅 0.2% 左右) 导致产量的不同; 而另一个重要原因是构造作用在区域的平面上和纵向上的无规律性, 如周公 1 井裂缝频率为 20~80 条/m, 远高于周公 2 井的 3~9 条/m, 周公 2 井渗透率最大为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $< 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品数多于 80%, 而周公 1 井最高渗透率可达 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。究其原因, 可能是周公 1 井地处高点, 表生期岩溶更为发育造成构造破裂作用更加强烈, 也造成产量上的差异。

从宏观上看, 周公山、汉王场是储层发育最好的区域, 向北东方向储层物性逐渐降低。在今后油气远景的评估中, 不断根据已发现的井去预测和评价储集层是在油气成藏勘探开发中取得主动的关键^[9]。周公 1 井及汉 1 井获得了高产工业气流, 因此在其附近混合水云化强烈、裂缝和断层较发育的地区寻找有足够多储集空间的储层是下一步的勘探目标。

参考文献:

- [1] 李凌, 王兴志, 方少仙, 等. 鄂尔多斯东部上古生界储层特征及控制因素[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(6): 4-7.
- [2] 陈清华, 刘池阳, 王书香, 等. 碳酸盐岩缝洞系统研究现状与展望[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(2): 196-202.
- [3] 姜在兴. 沉积学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 181-217.
- [4] Pierson B J. The control of cathodolum incense in dolomite by iron and manganese[J]. Sedimentology, 1981, 28(5): 601-610.
- [5] 王英华. 碳酸盐岩成岩作用与孔隙演化[J]. 沉积学报, 1992, 10(3): 86-90.
- [6] 陆正元, 罗平. 四川盆地下二叠统断层与缝洞发育关系研究[J]. 成都理工大学学报, 2003, 30(1): 64-68.
- [7] 王英华, 许淑梅. 滩相的成岩作用与孔隙演化[C] // 第五届全国沉积学及岩相古地理学学术会议论文集. 乌鲁木齐: 新疆科技卫生出版社, 1997: 229-233.
- [8] 顾乔元, 杨威, 王清华, 等. 和田河气田奥陶系碳酸盐岩成岩作用及孔隙演化[J]. 成都理工学院学报, 2001, 28(4): 390-395.
- [9] 徐志强. 西北地区中小型盆地勘探进展及勘探方向[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.

INFLUENCE OF DIAGENESIS OF LOWER PERMIAN CARBONATE ON RESERVIOR PERFORMANCE IN ZHOUGONGSHAN AND THE NEAR DISTRICTS IN THE SOUTHWEST SICHUAN

FENG Ren-wei, WANG Xing-zhi, ZHANG Fan, PANG Yan-jun

(Southwest petroleum university, Cheng du 610500)

Abstract: Zhougongshan district and the neighboring area in southwest Sichuan province are dominated by medium-low porosity and medium-low permeability reservoirs and reservoir spaces. The research shows that the pore of the carbonate was mainly disappeared by multiple generation's calcite cementation and chemically filling and compaction (solusion) during bury. A large volume of secondary pore, cave resulted from admixed sea water dolomitization of supergene and fluid corrosion during bury improve porosity and permeability of the reservoirs. Tectonic fracturing gave rise to new reservoir spaces and improves connection of inter and intra reservoirs. Diagenesis is divided into admixed seawater dolomitization fluid corrosion-fracturing phase, fluid corrosion-cementing phase and cementing-compaction-compaction solution phase. The Lower permian oil-gas reservoir distribution is configured by overprinting of the above mentioned diagenetic processes.

Key Words: Lower Permian; carbonate rock; diagenesis; reservoir performance; the southwest Sichuan