

文章编号: 0253-9985(2009)06-0713-07

# 四川盆地中西部须家河组储层特征与主控因素

冯明石<sup>1,2</sup>, 刘家铎<sup>1,2</sup>, 孟万斌<sup>1,2</sup>, 王 峻<sup>1,2</sup>, 张 翔<sup>2</sup>, 冯艳红<sup>2</sup>

(1. 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)

2 成都理工大学 沉积地质研究院, 四川 成都 610059)

**摘要:** 运用铸体薄片镜下观察、物性分析、扫描电镜及 X-衍射等分析手段, 对四川盆地中西部须家河组的储层特征、沉积作用和成岩作用进行了研究。结果表明, 研究区须家河组储层孔隙类型以残余原生粒间孔和粒内溶孔为主, 平均孔隙度为 5.83%, 平均渗透率为  $0.283 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 为低孔-低渗型储层; 控制储层发育的主要因素是沉积作用和成岩作用。三角洲前缘河口坝和下水分流河道沉积微相是储层发育的有利相带。压实作用是导致储层孔隙损失的主要因素, 溶蚀作用是对储层发育贡献最大的建设性成岩作用, 早期绿泥石环边胶结作用有利于保护剩余原生粒间孔隙。

**关键词:** 储层特征; 沉积作用; 成岩作用; 须家河组; 四川盆地

**中图分类号:** TE122.1      **文献标识码:** A

## Characteristics and major controlling factors of reservoirs in the Xujiahe Formation of the central and western Sichuan Basin

Feng Mingshi<sup>1,2</sup>, Liu Jiaduo<sup>2</sup>, Meng Wanbin<sup>2</sup>, Wang Jun<sup>2</sup>, Zhang Xiang<sup>2</sup>, Feng Yanhong<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China)

2 Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China)

**Abstract:** In this paper, reservoir characteristics, sedimentation and diagenesis of the Xujiahe Formation in the central and western parts of the Sichuan Basin are studied through microscopy observation of cast thin sections, analysis of physical properties, scanning electron microscope and X-diffraction. The results show that pores in the Xujiahe Formation of the study area are mainly residual primary intergranular pores and intragranular dissolution pores. With an average porosity of 5.83% and average permeability of  $0.283 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , the reservoirs are classified as low porosity and low permeability reservoirs. Sedimentation and diagenesis are the main factors controlling the development of reservoirs. Favorable facies belts for the development of reservoirs are river mouth bar and underwater distributary channel microfacies in the delta front. Compaction is the main influencing factor which led to the loss of porosity in the reservoirs. Early rim cementation of chlorites helped to protect the residual primary intergranular pores, and dissolution contributed the most to the development of reservoirs.

**Key words:** reservoir characteristics; sedimentation; diagenesis; Xujiahe Formation; Sichuan Basin

四川盆地上三叠统须家河组储集砂体广泛分布, 是四川盆地勘探的重点层位之一。但由于其储层在纵向、横向上均有较大的非均质性, 致使准确预测本地区须家河组储层难度较大<sup>[1,2]</sup>。前人对其特征进行了一些研究, 多集中于川西坳陷和

川中-川南过渡带, 且多在成岩作用对储层的影响方面取得了一些认识<sup>[3-8]</sup>。运用铸体薄片镜下观察、物性分析、扫描电镜及 X-衍射等分析手段, 对四川盆地中西部地区须家河组储层特征、沉积作用和成岩作用进行研究, 并从碎屑组分、粒度、

沉积相和成岩作用等方面分析储层发育的主控因素,为储层预测提供指导。

1 区域地质概况

研究区东以华蓥山为界,西至龙门山,南达遂宁,北至米仓山一大巴山。区域构造属于川中古隆中斜平缓带和川北古中凹陷低缓带<sup>[9-10]</sup>(图 1)。晚三叠世卡尼期末,松潘甘孜地槽褶皱回返,形成松潘甘孜褶皱带,海水从西部退出,仅在川西部分地区尚有不厚的海陆交互相沉积。晚三叠世诺利—瑞替期,受古特提斯洋关闭的影响,甘孜—阿坝地区褶皱隆升,并向东挤压、逆冲,形成龙门山推覆构造带,从而使川西地区进入前陆盆地演化阶段<sup>[11]</sup>。

四川盆地中西部上三叠统须家河组,是一套假整合于中三叠统雷口坡组海相碳酸盐岩侵蚀面之上,不整合—整合伏于侏罗系红层之下的一套以砂泥岩为主的煤系地层,沉积厚度西厚东薄,沉降中心紧靠龙门山逆冲断层一侧,厚度超过 4 000 m。其岩性在垂向上旋回性明显,自下而上分为须一段—须六段。须一段主要为灰黑色泥岩、碳质泥岩夹煤线,为海陆交互相沉积;须二段、须四段和须六段主要为灰白色、灰色中—粗粒砂岩,间夹少量的黑色泥岩,以辫状河三角洲相沉积为主;须三段和须五段为灰黑色泥岩、碳质泥岩夹煤线、煤层,以湖泊相沉积为主。须家河组储层主要分布于须二段、须四段和须六段。

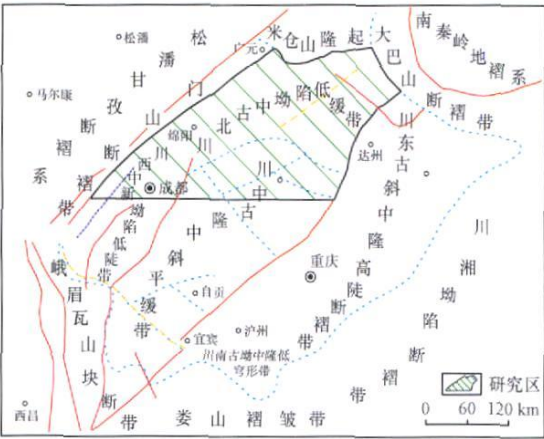


图 1 研究区位置

Fig 1 Map showing the location of the study area

2 储层基本特征

2.1 岩石学特征

根据铸体薄片鉴定,研究区须家河组储层主要为灰白色、浅灰色中粒砂岩,其次为粗粒砂岩、细粒砂岩、含砾粗粒砂岩。储层岩石颗粒直径一般为 0.2~0.5 mm,分选性以好—中等为主,结构成熟度属于中等—好。

本区须家河组砂岩类型主要为长石岩屑砂岩、长石石英砂岩、岩屑长石砂岩和岩屑砂岩,且垂向上砂岩类型分布具有规律性,须二、须四和须六段中,长石石英砂岩、岩屑长石砂岩依次减少,而长石岩屑砂岩和岩屑砂岩依次增多(图 2)。

区内须二段砂岩杂基含量低,平均值为 3.5% (大部分样品中杂基含量小于 8.0%),成分为陆源粘土;胶结物含量较高,平均值为 7.2%,成分为硅质、铁质,其中硅质胶结物主要为石英次生加大。须四段砂岩杂基含量较低,平均值为 4.8%,成分为陆源粘土,并且大部分粘土已重结晶;胶结物含量高,平均值为 8.3%,成分为碳酸盐、硅质、铁质,碳酸盐胶结物主要为方解石,呈亮晶结构,硅质胶结物主要为石英次生加大。须六段砂岩杂基含量高,分布较均匀,平均值为 7.5%,其主要成分为陆源粘土,大部分粘土杂基已重结晶为绢云母;胶结物含量低,平均值为 4%,成分为碳酸盐、硅质、铁质,碳酸盐胶结物主要为方解石,呈亮晶结构。

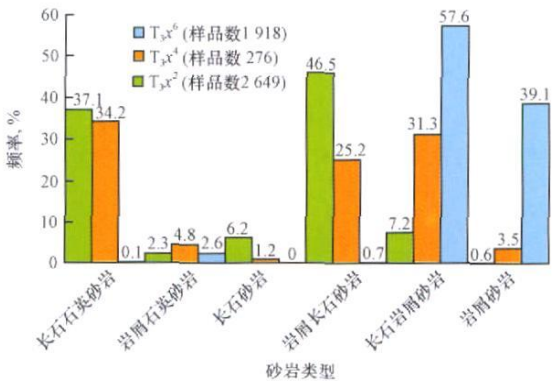


图 2 四川盆地中西部须二段、须四段、须六段砂岩类型分布

Fig 2 Sandstone types of the 2<sup>nd</sup>, 4<sup>th</sup> and 6<sup>th</sup> members of the Xujiahe Formation in the central and western Sichuan Basin

2.2 孔隙类型

根据铸体薄片鉴定和扫描电镜分析, 区内须家河组储层的孔隙类型主要为残余原生粒间孔、粒内溶孔和粒间溶孔, 其次为铸模孔、杂基溶孔和微裂缝, 且次生孔隙较原生孔隙发育 (表 1)。

残余原生粒间孔对储层贡献大, 孔隙大, 喉道粗, 孔隙度高, 连通性好。铸体薄片镜下观察, 孔隙多呈三角状、多角状, 最大孔隙可达 0.4 mm×0.2 mm, 周边沉淀绿泥石环边保存较好 (图 3 a, 图 4 a)。粒内溶孔普遍发育, 对储层贡献较大, 面孔率为 2% ~ 9%, 主要为长石粒内溶孔和岩屑粒

表 1 四川盆地中西部须家河组铸体薄片孔隙类型

Table 1 Types of pores in cast thin sections of reservoir sandstones in the Xujiahe Formation of the central and western Sichuan Basin

| 井号     | 层位                          | 粒间孔 |      | 粒内溶孔 |      | 杂基孔 |      | 微裂缝 |      |
|--------|-----------------------------|-----|------|------|------|-----|------|-----|------|
|        |                             | N/个 | Φ, % | N/个  | Φ, % | N/个 | Φ, % | N/个 | Φ, % |
| 广安 101 | T <sub>3</sub> <sup>x</sup> | 4   | 1.60 | 4    | 2.00 |     |      | 1   | 1.00 |
| 磨 58   | T <sub>3</sub> <sup>x</sup> | 15  | 小    | 15   | 0.55 | 15  | 0.49 | 8   | 小    |
| 西 51   | T <sub>3</sub> <sup>x</sup> | 9   | 1.71 | 6    | 1.69 | 18  | 1.30 |     |      |
| 角 41-0 | T <sub>3</sub> <sup>x</sup> | 77  | 4.14 | 93   | 0.64 | 93  | 0.81 |     |      |
| 营 21   | T <sub>3</sub> <sup>x</sup> | 18  | 0.90 | 21   | 0.97 | 21  | 1.48 | 1   | 2.00 |
| 营 23   | T <sub>3</sub> <sup>x</sup> | 13  | 1.23 | 23   | 0.34 | 24  | 1.48 | 7   | 0.18 |
| 营 24   | T <sub>3</sub> <sup>x</sup> | 19  | 0.96 | 27   | 0.26 | 26  | 1.45 | 3   | 0.23 |
| 公 1    | T <sub>3</sub> <sup>x</sup> | 5   | 1.46 | 9    | 1.61 | 9   | 1.48 | 7   | 0.79 |

注: N为样品数; Φ 为平均面孔率。

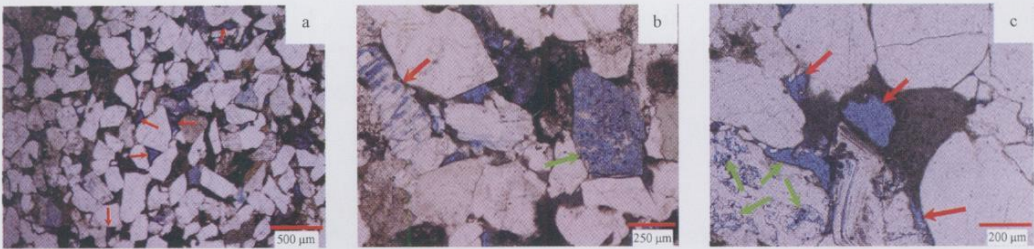


图 3 四川盆地中西部须家河组储层孔隙类型铸体薄片显微照片

Fig. 3 Micrographs of pores in cast thin sections from reservoirs in the Xujiahe Formation in the central and western Sichuan Basin

- a. 广安 101 井, 须二段, 2 388.98 m, 残余原生粒间孔隙 (红箭头处);
- b. 角 41-0 井, 须四段, 3 064.80 m, 长石沿解理缝溶蚀 (红箭头处), 岩屑严重溶蚀 (绿箭头处);
- c. 广安 101 井, 须六段, 2 077.82 m, 粒间溶蚀孔隙 (红箭头处)、粒内溶蚀孔隙 (绿箭头处))

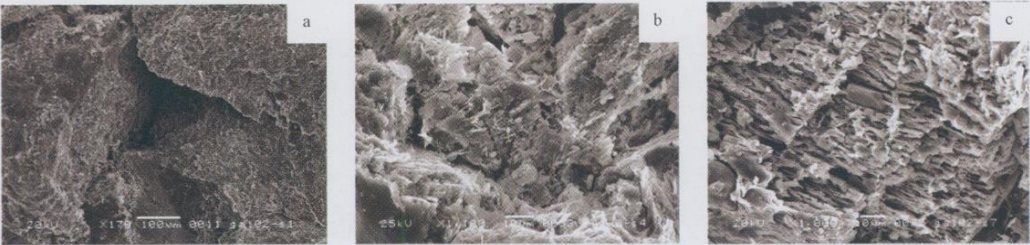


图 4 四川盆地中西部须家河组储层孔隙类型扫描电镜显微照片

Fig. 4 Scanning electron microscope micrographs of pores in the reservoirs of the Xujiahe Formation in the central and western Sichuan Basin

- a. 广安 102 井, 须六段, 2 000.10 m, 残余原生粒间孔隙, 呈三角形, 孔径 180 μm;
- b. 角 41-0 井, 须四段, 3 064.80 m, 长石颗粒被强烈溶蚀形成次生粒内及粒间溶蚀孔隙;
- c. 广安 102 井, 须二段, 2 309.78 m, 粒内溶孔, 长石沿解理溶蚀淋滤形成窗格状溶蚀孔隙

内溶孔(图 3 b图 4 b图 4 c)。粒间溶孔对储层贡献中等,主要为泥质杂基和碳酸盐胶结物溶蚀形成,呈港湾状、伸长状,面孔率为 2% ~ 7% (图 3 c图 4 b)。

2.3 物性特征

通过对研究区 15 939 个样品孔隙度、渗透率分析,孔隙度在 0.08% ~ 29.14% 范围内变化,平均值为 5.83%,且显单峰分布特征,峰值区孔隙度为 3% ~ 6%,约占样品总数的 45% (图 5 a),由此揭示出须家河组储层具有低孔隙度的特征。

区内样品渗透率在  $0.002 \times 10^{-3} \sim 60.30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  范围内变化,平均值为  $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,峰值区渗透率为  $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,占样品总数的 51.78%,其次为  $0.10 \times 10^{-3} \sim 1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  范围内(图 5 b)。由此揭示出须家河组储层具有低渗透率的特征。

区内孔隙度 $\geq 5\%$ 样品的平均孔隙度 7.46%,相应样品的平均渗透率为  $0.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

表 2 表明,垂向上,须四段储层物性最好,其次为须二段储层。

上述分析表明区内须家河组储层以残余原生

粒间孔和粒内溶孔为主,物性总体较差,为典型的低孔低渗储层。

3 储层发育影响因素分析

3.1 沉积作用

沉积作用对储层的影响,其实质是对岩石类型和结构组分的影响。不同沉积环境具有不同的水动力条件,所形成的岩石类型、粒径大小、分选性、磨圆度、杂基含量和岩石组分等方面均有所差异。岩石的以上特征决定了岩石原始孔隙大小及后期成岩作用类型和强度,从而导致储层物性在纵向、横向上有明显的差异。因此,沉积作用是影响储层发育的重要因素之一<sup>[5]</sup>。

3.1.1 粒度对储层物性的影响

砂岩粒径与孔隙度具有正相关性,随粒径增加孔隙度增大(图 6)。粒径较大的岩石沉积时水动力条件较强,粗粒颗粒在水流的反复簸洗下沉积,沉积物分选好,磨圆度高,缺少原杂基,有利于原始孔隙的保存,同时也有利于后期成岩作用对储层的改造。

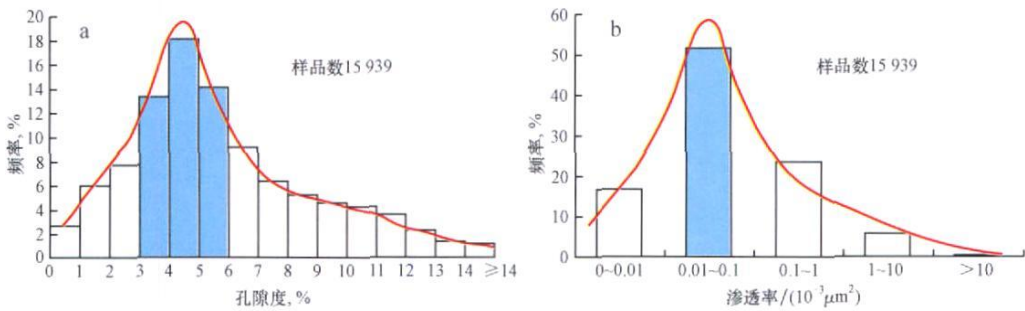


图 5 四川盆地中西部须家河组储层孔隙度、渗透率分布直方图

Fig 5 Histograms showing the distribution of porosity and permeability of reservoirs in the Xujiahe Formation of the central and western Sichuan Basin

表 2 四川盆地中西部须家河组各主要储集层段物性  
Table 2 Physical properties of the major reservoir intervals in the Xujiahe Formation of the central and western Sichuan Basin

| 储集层段 | 孔隙度 % |       |      | 渗透率 / (10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> ) |        |      |
|------|-------|-------|------|-------------------------------------------|--------|------|
|      | 最小值   | 最大值   | 平均值  | 最小值                                       | 最大值    | 平均值  |
| 须六段  | 0.10  | 18.66 | 5.55 | <0.000 1                                  | 101.00 | 0.11 |
| 须四段  | 0.08  | 29.14 | 6.14 | <0.000 1                                  | 65.50  | 0.36 |
| 须二段  | 0.18  | 16.29 | 5.48 | <0.000 1                                  | 31.00  | 0.27 |



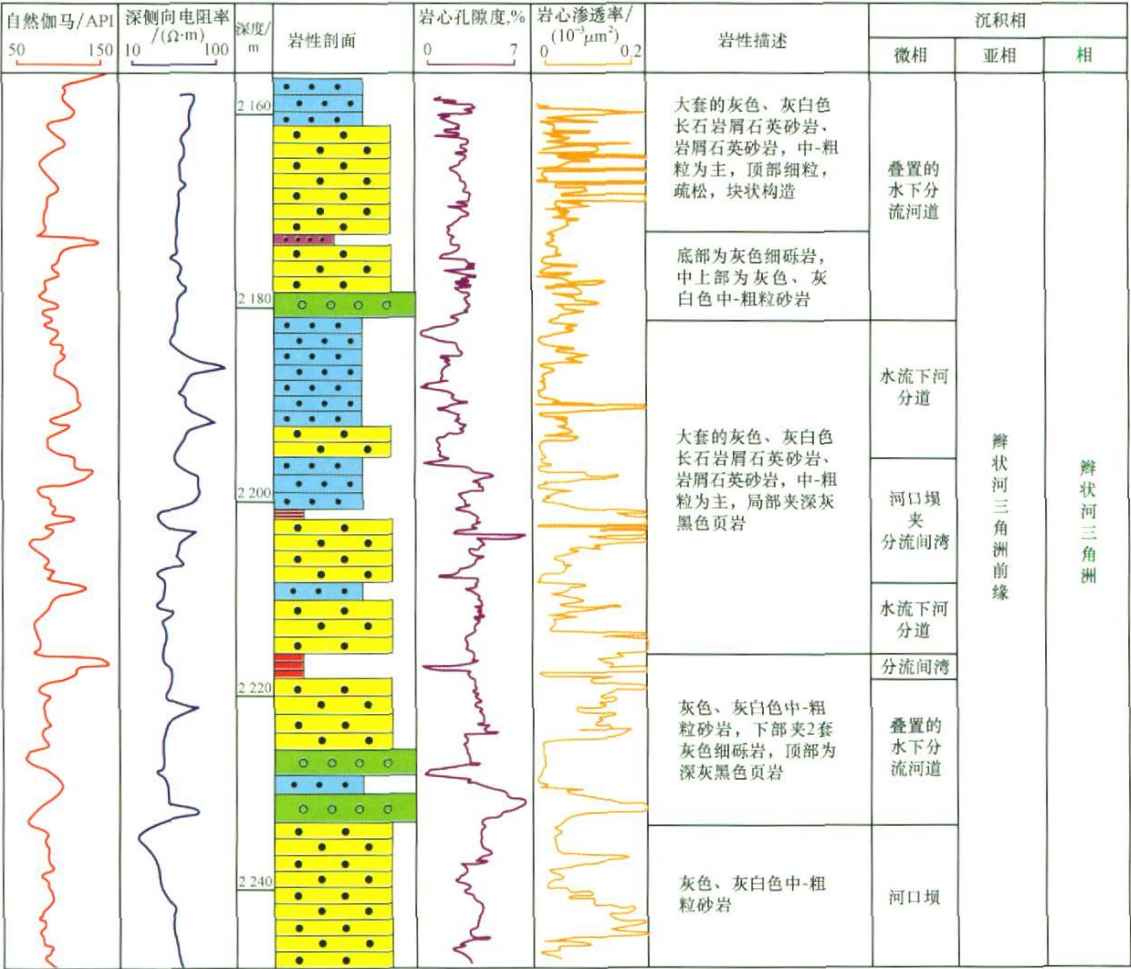


图 6 广安 102井须四段 2 157~2 250 m储层特征

Fig 6 Characteristics of reservoir interval(2 157—2 250 m) in the 4<sup>th</sup> member of the Xujiahe Formation in well Guang an-102

图 6表明,广安 102井 2 157~2 250 m由多个正粒序层为主的粒序层组成。每一个旋回,底部为河道滞留细砾岩,中上部为粗—中粒岩屑石英砂岩、细砂岩,沉积物粒度由粗到细,孔隙度由 6.1%降至 3.5%。渗透率也具有同样的特征。

3. 1. 2 碎屑组分对孔隙发育的影响

研究区石英含量与孔隙度之间略呈正相关关系,石英作为刚性颗粒,具有一定的支撑岩石骨架、抵抗压实的作用,从而保存了一定数量的原生孔隙,进而有利于后期次生孔隙的形成(图 7)。

长石含量主要与次生粒内溶孔密切相关。长石作为不稳定组分,易发生溶蚀,尤其是微斜长石和条纹长石,解理发育,成岩流体易于沿解理进行溶蚀,产生次生孔隙(图 3 b图 4 c)。研究表明,区内储层粒内溶蚀孔隙主要由长石溶蚀而成。

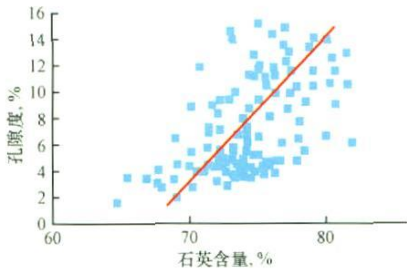


图 7 石英含量与孔隙度的关系

Fig 7 Interrelation of porosity and quartz content

岩屑与储层物性的关系取决于岩屑类型。研究表明,区内岩屑以千枚岩、片岩、板岩等变质岩岩屑和泥岩、粉砂岩等沉积岩岩屑为主。板岩、千枚岩、泥岩等塑性岩屑,在强烈的压实作用下易变形挤入孔隙,降低孔隙度。同时,减少成岩流体运移,不利于次生孔隙形成。

3.1.3 杂基含量对孔隙发育的影响

根据薄片镜下观察可知,杂基含量与储层物性呈负相关关系。杂基的存在,堵塞原生粒间孔隙,降低原生孔隙度,不利于成岩流体的流动,从而不利于次生孔隙的形成和演化。图 8 表明,本区杂基含量对储层的影响门槛值为 10%,当杂基含量<10%,随着杂基含量的增加,孔隙度呈下降的趋势,且下降幅度大。当杂基含量≥10%,孔隙度一般低于 3%,为非储层。

3.1.4 沉积微相对储层发育的影响

不同的沉积相带所处的沉积环境具有的水动力条件不同,所形成的岩石类型及其结构不同,从而导致不同的沉积相带所含砂体的储集物性不同。通过对区内沉积微相与储层物性的关系统计(表 3),表明研究区最有利储层发育的沉积微相为三角洲前缘河口坝,其次为水下分流河道,而三角洲前缘席状砂、前三角洲泥、沼泽化潟湖、浅湖砂坝和浅湖泥等沉积微相不利于储层发育。

三角洲前缘河口坝和水下分流河道沉积微相的储层物性较好,其平均孔隙度 3.5%~7.8%,平均渗透率  $0.05\times10^{-3}\sim4.00\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。该沉积环境水动力能量较高,沉积物粒度较粗(一般为中砂及以上),分选较好,成分成熟度和结构成熟度均较高,杂基含量较低,有利于储层发育。

三角洲前缘席状砂、前三角洲泥、沼泽化潟湖、浅湖砂坝和浅湖泥等沉积微相的储层物性较差,其平均孔隙度在 0.53%~2.75%之间,平均渗透率多在  $0.05\times10^{-3}\mu\text{m}^2$  以下。该沉积环境水动力能量低,沉积物粒度较细(一般在细砂以下),岩石成分成熟度和结构成熟度均较低,杂基含量较高,一般为非储层。

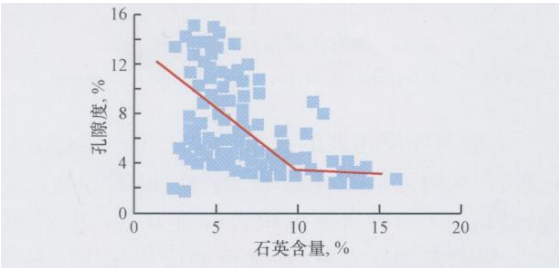


图 8 杂基含量与孔隙度的关系

Fig 8 Interrelation of porosity and matrix content

表 3 四川盆地中西部须家河组部分钻井主要沉积相带物性特征

Table 3 Physical Properties of the main sedimentary facies in certain wells in the Xujiahe Formation of the central and western Sichuan Basin

| 沉积微相   | 井号     | 孔隙度, % | 渗透率 / $(10^{-3}\mu\text{m}^2)$ | 储层评价 |
|--------|--------|--------|--------------------------------|------|
| 水下分流河道 | 充深 2   | 6.44   | 1.00                           | 好    |
|        | 公 19   | 4.78   | 1.11                           |      |
|        | 广安 102 | 4.53   | 0.05                           |      |
|        | 莲深 1   | 6.04   | 0.35                           |      |
|        | 西 13-1 | 7.59   | 0.78                           |      |
|        | 金 31   | 3.67   | 0.11                           |      |
| 分流间湾   | 广安 102 | 4.17   | 0.29                           | 一般   |
|        | 营 23   | 1.62   | 0.002                          |      |
|        | 金 31   | 3.19   | 0.11                           |      |
| 河口坝    | 充深 2   | 6.40   | 2.70                           | 好    |
|        | 公 19   | 6.14   | 4.09                           |      |
|        | 广安 102 | 4.12   | 0.10                           |      |
|        | 莲深 1   | 7.80   | 0.09                           |      |
|        | 金 31   | 4.95   | 0.15                           |      |
| 席状砂    | 公 19   | 2.75   | 0.79                           | 较好   |
| 前三角洲泥  | 广安 102 | 0.93   | 0.04                           | 差    |
| 浅湖砂坝   | 广安 102 | 1.33   | 0.03                           | 一般   |
| 浅湖泥    | 广安 102 | 0.53   | 0.53                           | 差    |
| 沼泽化潟湖  | 营 24   | 0.60   | 0.002                          | 差    |

3.2 成岩作用

通过 X-衍射粘土矿物分析,研究区须家河组砂岩中粘土矿物主要为绿泥石和伊利石,极少样品中含伊/蒙混层。须一段、须三段泥岩及煤的镜质体反射率  $R_o$  为 0.82%~1.68%,平均值为 1.28%<sup>[12]</sup>,结合包裹体及成岩标志,区内须家河组储层经历了同生成岩阶段、早成岩阶段 A 和 B 期,目前处于中成岩阶段 A—B 期。区内储层经历了压实作用、胶结作用、溶蚀作用、交代作用、压溶作用和破裂作用<sup>[18]</sup>。

压实作用是本区孔隙损失的主要因素,主要发生于同生作用和早成岩作用阶段。据铸体薄片镜下观察及统计,对区内不同孔隙度样品进行压实损失孔隙度计算。假定中—粗粒砂岩初始孔隙度为 30%,细粒砂岩初始孔隙度为 24%,据此统计计算,压实损失孔隙度可达 12%~20%,占总孔隙度损失的 40%~65%。

溶蚀作用在区内普遍发育,也是对储层孔隙

最重要的建设性成岩作用。溶蚀作用主要针对长石、岩屑等不稳定组分,并以长石溶蚀最为普遍,尤其是微斜长石和条纹长石,解理发育,成岩流体易于沿解理进行溶蚀。其溶蚀的介质来源主要有煤系地层中的腐殖质在埋藏早期分解产生的各种有机酸;腐殖型干酪根成熟所产生的羧酸。各成岩阶段产生的大量有机酸和羧酸使得参与成岩反应的水介质偏酸性,造成储层中不稳定组分溶蚀,从而形成大量的次生孔隙,改善砂岩的孔渗性<sup>[13]</sup>。据铸体薄片镜下观察,溶蚀作用为区内储层提供的孔隙度一般为 2%~6%,最高可达 8%。

绿泥石环边胶结物本身作为胶结物,占据一部分原生粒间孔隙,但在本区对储层的影响更多的表现为建设性成岩作用。早期形成的绿泥石环边,可提高岩石的机械强度和抗压能力、抑制自生石英在碎屑颗粒上的成核数量,阻止石英次生加大的发育,使砂岩中的原生孔隙得以保存<sup>[14 15]</sup>。因此,绿泥石环边胶结物的存在是本区砂岩储层孔隙保存的重要因素。

此外,构造破裂作用产生的微裂缝对提高孔隙度的意义不大,但它可将孤立的孔隙连结,可大大提高储层的渗透率。

总之,须家河组三角洲前缘河口坝和水下分流河道沉积了粒度较粗,分选较好,成分成熟度和结构成熟度较高,杂基含量较低的沉积物,为储层发育提供了前提条件。经历了强烈的压实作用改造,使其孔隙度和渗透率降低,但后期的溶蚀作用形成了大量的次生溶蚀孔隙,为储层提供了重要的储集空间,并且早期的绿泥石环边胶结有利于保护剩余原生粒间孔隙,从而形成了以残余原生粒间孔和粒内溶孔为主要孔隙类型的低孔—低渗型储层。

## 4 结论

1) 本区须家河组储层岩石类型以中粒岩屑长石砂岩、长石石英砂岩和岩屑长石砂岩为主,且垂向上砂岩类型分布具有规律性,须二、须四和须六段中,长石石英砂岩、岩屑长石砂岩依次减少,而长石岩屑砂岩和岩屑砂岩依次增多。

2) 残余原生粒间孔、粒间溶孔和粒内溶孔为研究区储层主要孔隙类型,且次生孔隙较原生孔隙发育。储层物性总体较差,为典型的低孔—低渗型储层;垂向上,须四段储层物性最好。

3) 沉积作用是控制研究区储层发育差异性的主要因素之一,三角洲前缘河口坝和水下分流河道沉积了粒度较粗,分选较好,结构成熟度较高,杂基含量较低的沉积物,为储层发育提供了前提条件。

4) 成岩作用是控制储层发育的另一重要因素。压实作用是导致区内须家河组储层孔隙损失的主要因素,溶蚀作用是对储层发育贡献最大的建设性成岩作用;此外,早期绿泥石环边胶结有利于保护剩余原生粒间孔隙,构造破裂作用改善储层的渗透性。

## 参 考 文 献

- 1 譙述蓉,张虹,赵爽,等.川西 DY 地区须家河组致密砂岩储层预测技术及应用效果分析[J].石油与天然气地质,2008 29(6): 774~780
- 2 郑荣才,叶泰然,翟文亮,等.川西坳陷上三叠统须家河组砂体分布预测[J].石油与天然气地质,2008 29(3): 405~417
- 3 邵彦蕊,胡明毅.川西北部上三叠统须家河组储层成岩作用研究[J].石油地质与工程,2006 20(5): 13~18
- 4 张莉,柳广弟,谢增业,等.川西前陆盆地南部储层流体包裹体特征及其在天然气成藏研究中的应用[J].石油与天然气地质,2005 26(6): 800~807
- 5 蒋裕强,郭贵安,陈辉,等.川中地区上三叠统须家河组二段和四段砂岩优质储层成因探讨[J].油气地质与采收率,2007 14(1): 18~21
- 6 孙红杰,刘树根,朱平,等.川中上三叠统须家河组二段和四段成岩作用对孔隙发育的控制作用[J].中国西部油气地质,2006 2(3): 302~305
- 7 陈辉.川中地区上三叠统须家河组须二、须四段砂岩储层研究[D];[博士学位论文].成都:西南石油大学,2006
- 8 周文,戴建文.四川盆地西部坳陷须家河组储层裂缝特征及分布评价[J].石油实验地质,2008 30(1): 20~25
- 9 四川省地质矿产局.中华人民共和国地质矿产部地质专报—区域地质第 23 号四川省区域地质志[M].北京:地质出版社,1991 206~241
- 10 童崇光.四川盆地构造演化与油气聚集[M].北京:地质出版社,1989
- 11 刘树根.龙门山冲断带与川西前陆盆地的形成演化[M].成都:成都科技大学出版社,1994
- 12 张萌,黄思静,冯明石,等.碎屑岩骨架颗粒溶解的热力学模型及地质意义[J].地球科学与环境学报,2004 28(2): 21~25
- 13 黄思静,谢连文,张萌,等.中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系[J].成都理工大学学报(自然科学版),2004 31(3): 273~281
- 15 刘金库,彭军,刘建军,等.绿泥石环边胶结物对致密砂岩孔隙的保存机制—以川中—川南过渡带边界地区须家河组储层为例[J].石油与天然气地质,2009 30(1): 53~58