

# 合川地区须二段砂岩储层成岩作用及其对储层的影响

杜红权<sup>1</sup>, 朱如凯<sup>2</sup>, 何幼斌<sup>3</sup>, 盘昌林<sup>1</sup>, 刘柳红<sup>2</sup>, 白斌<sup>2</sup>

(1. 中国石化勘探南方分公司, 四川 成都 610041; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;  
3. 长江大学 地球科学学院, 湖北 荆州 434023)

**摘要:** 依据普通薄片、铸体薄片、扫描电镜、X 衍射等实验分析手段, 对合川地区须家河组二段砂岩储层的岩石学特征、成岩作用及孔隙演化进行了研究。结果表明, 该区须二段砂岩储层主要由长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩组成。主要成岩作用类型有压实作用、胶结作用、溶蚀作用和交代作用, 成岩演化阶段已达到中成岩 B 期。早成岩 A 期—B 期, 压实作用强烈, 原生孔隙迅速减少; 中成岩 A 期, 压实作用及硅质胶结作用是原生孔隙继续降低, 有机质热演化过程中产生的有机酸及无机酸, 使长石及富长石的岩屑颗粒发生强烈溶蚀, 形成大量次生孔隙; 中成岩 B 期, 含铁方解石及铁白云石交代充填, 使储层致密。压实作用及胶结作用是原生孔隙遭受破坏的主要成岩作用类型, 而溶蚀作用是形成次生孔隙的主要成岩作用类型。受成岩作用及成岩演化阶段的控制, 研究区须二段储集空间类型多样, 粒内溶孔、粒间溶孔及残余粒间孔发育, 特别是长石及富长石岩屑颗粒的溶蚀, 使须二段储层出现孔隙度、渗透率异常发育带。

**关键词:** 须家河组二段; 成岩作用; 成岩阶段; 孔隙演化; 次生孔隙

**中图分类号:** P588.21<sup>+</sup>2.3; P618.130.2<sup>+</sup>1

**文献标识码:** A **文章编号:** 1000-6524(2012)03-0403-09

## The diagenesis of the 2nd Member reservoirs of Xujiahe Formation and its influence on reservoirs of Hechuan area

DU Hong-quan<sup>1</sup>, ZHU Ru-kai<sup>2</sup>, HE You-bin<sup>3</sup>, PAN Chang-lin<sup>1</sup>, LIU Liu-hong<sup>2</sup> and BAI Bin<sup>2</sup>

(1. Research Institute of SINOPEC Exploration Southern Company, Chengdu 610041, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 3. School of Geosciences, Yangtze University, Jingzhou 434023, China)

**Abstract:** Using the analytical means such as ordinary thin slice, cast thin slice, scanning electron microscope and X-diffraction, the authors conducted researches on the characteristics of petrology, diagenesis and pore evolution of the 2nd Member sandstone reservoirs of Xujiahe Formation in Hechuan area, and the result indicates that the sandstone reservoirs are mainly composed of feldspar lithic sandstone and lithic sandstone, which have mainly experienced compaction, cementation, dissolution and metasomatism, with the diagenetic phase reaching the middle diagenetic stage B. Primary pores decreased rapidly due to strong compaction during the early diagenetic stage A~B, and primary pores were reduced continuously due to the compaction and siliceous cementation, together with the increase of induced pores resulting from the dissolution of feldspars and the cutting of grains rich in feldspar during the middle diagenetic stage A. In addition, the metasomatism-filling of iron-bearing calcite and ankerite caused the tightness of the reservoir during the middle diagenetic stage B. The compaction and cementation seem to be the main diagenetic types which destroyed the primary pores. The dissolu-

收稿日期: 2011-09-20; 修订日期: 2012-03-19

基金项目: 国家油气重大专项项目(2008ZX05001)

作者简介: 杜红权(1985-), 男, 硕士, 助理工程师, 主要从事石油勘探相关研究工作, E-mail: dhq4524039@163.com.

tion was the main diagenetic action to form the induced pores. Controlled by diagenesis and diagenetic phase, there exist many types of reservoir space in the 2nd Member of Xujiache Formation in Hechuan area: intragranular dissolving pores, intergranular dissolving pores and remnant intergranular pores are well developed, and the induced pores growing belt abnormally appears in the 2nd Member of Xujiache Formation in Hechuan area, resulting from the corrosion of feldspars and the cutting of grains rich in feldspar.

**Key words:** 2nd Member of Xujiache Formation; diagenesis; diagenetic phase; pore evolution; induced pore

合川气田位于华蓥山断裂带西侧川中-川南过渡带北部(图 1)。在区域古构造和古气候的控制下,研究区上三叠统须家河组沉积了以砂岩、泥岩为主的湖泊-三角洲沉积体系,须一、三、五段以湖泊沉积为主,须二、四、六段以三角洲沉积为主,最有利的沉积微相主要为三角洲前缘水下分流河道、河口坝和三角洲平原水上分流河道。合川气田主力含气层位为须家河组二段,该段储层属于低孔渗-致密砂岩储层,非均质性强,有效储集体分布预测难度大。成岩作用是储集层发育和形成的必经过程,最终决定储集层性能的优劣,特别是致密厚层砂岩储层,扩容性成岩作用是决定其有效性的关键(刘孟慧等,1993;应凤祥等,2004;邹才能等,2008)。本文正是从成岩作用角度探讨研究区须二段储层储集性能的优劣,为相对优质储层评价和预测提供依据。

为 13%~22%,平均 16%;岩屑含量为 7%~29%,平均 21%(表 1),岩石类型以长石岩屑砂岩为主,少量岩屑长石砂岩及岩屑砂岩(图 2)。石英颗粒以单晶石英为主,大部分无波状消光,长石多呈板条状或长柱状,且以钾长石为主;岩屑成分复杂,以变质岩屑和沉积岩屑为主;石英含量偏低,而长石、岩屑含量偏高,成分成熟度较低,碎屑颗粒分选中等-好,磨圆较好,粒间充填物含量 < 15%,且泥质含量较低,属颗粒支撑结构,结构成熟度较高。

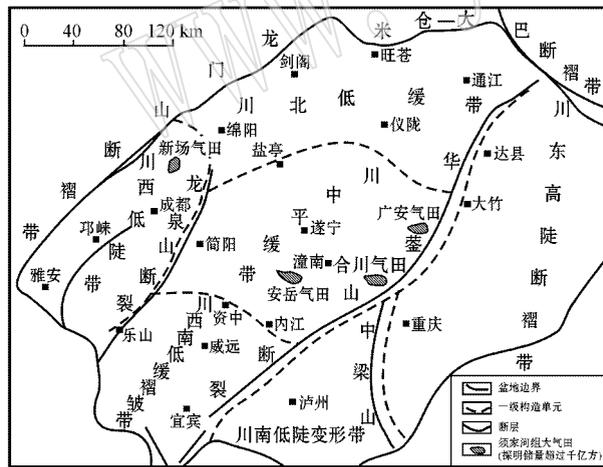


图 1 四川盆地构造位置图

Fig. 1 Regional structural location of Sichuan Basin

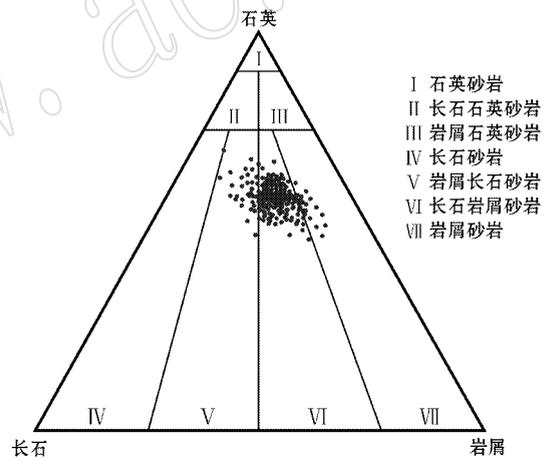


图 2 合川地区须家河组二段岩石类型三角图

Fig. 2 Rock type triangular diagram of the 2nd Member of Xujiache Formation in Hechuan area

表 1 合川地区碎屑岩组分统计表

Table 1 Statistics of clastic fraction in Hechuan area

含量	石英	长石			岩屑			杂基
		钾长石	斜长石	总量	火成岩	变质岩	沉积岩	
最低	42	4	1	2	0	0	2	5
最高	79	24	11	30	19	23	25	43
平均	61.37	14.42	1.54	16.1	4.44	8.28	7.4	20.56

### 1 储集砂体岩石学特征

合川地区须家河组二段主要发育辫状河三角洲沉积砂体,岩性以浅灰色细-中粒砂岩为主。碎屑组分中石英含量为 42%~79%,平均 61%;长石含量

### 2 成岩作用类型及特征

依据偏光显微镜、阴极发光、扫描电镜等多种实

验分析手段,详细研究了合川地区须家河组二段砂岩储层成岩作用类型及特征,研究区主要发育压实作用、胶结作用、溶蚀作用及交代作用。

## 2.1 压实作用

研究区砂岩处于一套偏酸性的含煤碎屑岩地层中,缺乏早期碳酸盐沉淀,压实作用以机械压实作用为主,颗粒间以线接触到凹凸接触为主(图 3a),部分颗粒受压弯曲变形,甚至见石英颗粒被压实破裂,后期又被硅质充填胶结。

## 2.2 胶结作用

### (1) 硅质胶结作用

硅质胶结作用是研究区最常见的成岩现象之一,硅质胶结物主要以石英次生加大的形式出现,少数呈自生石英的形式充填孔隙。在早成岩期压实作用较弱,颗粒间未充分接触,石英颗粒周围自由空间充分,石英通过加大、增生可恢复晶体的自形,加大边连续且均匀,这是成岩早期石英加大的特征,即第 1 期自生石英( $Q_1$ ) (图 3b)。在成岩中后期大量间孔隙被压实作用及胶结物充填作用破坏掉,石英的增生表现为充填残余粒间孔或溶蚀孔隙,石英次生加大常以石英碎屑颗粒局部加大的方式沉淀,加大边宽度不均匀,朝向孔隙生长,这种成岩现象在研究区最为常见,即第 2 期自生石英( $Q_2$ ) (图 3c)。在成岩演化比较高的地区常见自生石英以自形晶方式沉淀于溶蚀孔隙中,经扫描电镜观察,研究区部分样品中硅质胶结物以自形晶方式沉淀于溶蚀孔隙中,即第 3 期自生石英(图 3d)。

硅质胶结物含量高低与沉积物原始组分和结构有关(Bernet *et al.*, 2007),杂基和塑性岩屑含量高的岩石在早期压实作用下其粒间孔隙基本消失,没有硅质胶结物沉淀的空间,而杂基含量少、硬质颗粒含量多的岩石抗压能力强,经压实作用后仍能保存部分粒间孔隙,为硅质胶结物的沉淀创造了条件,因而硅质胶结物含量常较高。硅质胶结物含量高低还与绿泥石粘土包壳的发育与否有关,绿泥石粘土包壳的存在能有效地阻止石英加大,延缓石英的沉淀,并且还促进压溶作用,因此,在它发育的地方一般仅见少量自生石英充填孔隙,物性较好。

### (2) 粘土矿物胶结作用

研究区广泛分布的自生粘土矿物主要有绿泥石、伊利石和由伊利石转化而成的高岭石,且多见于压实作用中等偏低的点-线型接触的不同类型砂岩

中,其中绿泥石的形成对孔隙的保护具有积极作用。Pittman 等(1992)认为等厚连续的黏土包壳可以抑制碎屑石英的成核作用,从而抑制石英次生加大。朱平等(2004)认为早期形成的环边绿泥石(衬里)可阻止自生石英生长,增强岩石抗机械压实的强度,减小岩石变形,使剩余粒间孔得以保存。目前,自生绿泥石包膜对储层孔隙的保护作用机制已被很多研究者认同(孙治雷等,2008;刘金库等,2009),这种保护作用对须家河组这种埋深达 3 000 m 的砂岩储层意义非常重要。研究区绿泥石胶结物通常以垂直颗粒边缘生长呈包壳状或等厚环边形式出现(图 3e、3f),一般厚度为 0.01~0.02 mm,后期可能被溶蚀。

### (3) 碳酸盐胶结作用

研究区须二段砂岩储层中方解石胶结物多呈斑块状连晶形式充填粒间孔隙(图 3g),混合液染色成暗红色,阴极发光射线下方解石胶结物发桔红色光,且方解石胶结物中明显见颗粒溶蚀残留(图 3h),表明方解石胶结作用发生在岩屑及长石颗粒溶蚀作用之后。

## 2.3 交代作用

研究区须二段砂岩储层中交代作用主要表现为含铁方解石及铁白云石对长石的交代,长石颗粒边缘被交代成港湾状、锯齿状等不规则形态,常见长石的交代幻影和交代残留结构(图 3i、3j)。菱铁矿的交代作用有一定的选择性,它常常选择性地交代泥砾,可能与泥砾中富含有机质有关。菱铁矿对泥砾的交代常进行得不彻底,常见泥砾的外部被交代,而内部仍然为泥质组分,形成菱铁矿皮壳。

## 2.4 溶蚀作用

研究区须二段砂岩储层中溶蚀作用较发育,主要表现为长石及富长石的岩屑颗粒的溶蚀(图 3k),从而形成大量的粒内溶孔、粒间溶孔和铸模孔,另外还见石英加大边溶蚀现象(图 3l)。前人研究认为,碎屑岩储层中的溶蚀作用主要与有机质成熟过程中产生的酸性水或有机酸有关(Meshric, 1991;罗孝俊等,2001;郭春清等,2003),而研究区须家河组有机质处于成熟-高成熟阶段,在有机质成熟过程中,干酪根热裂解形成大量  $CO_2$ ,使地层水成为酸性水,或形成大量的有机酸。这种酸性水或有机酸随泥岩的压实而进入相邻的砂岩中,使砂岩中的易溶组分产生强烈溶蚀,形成大量粒内溶孔和铸模孔,并对原始粒间孔进行改造和溶蚀扩大。

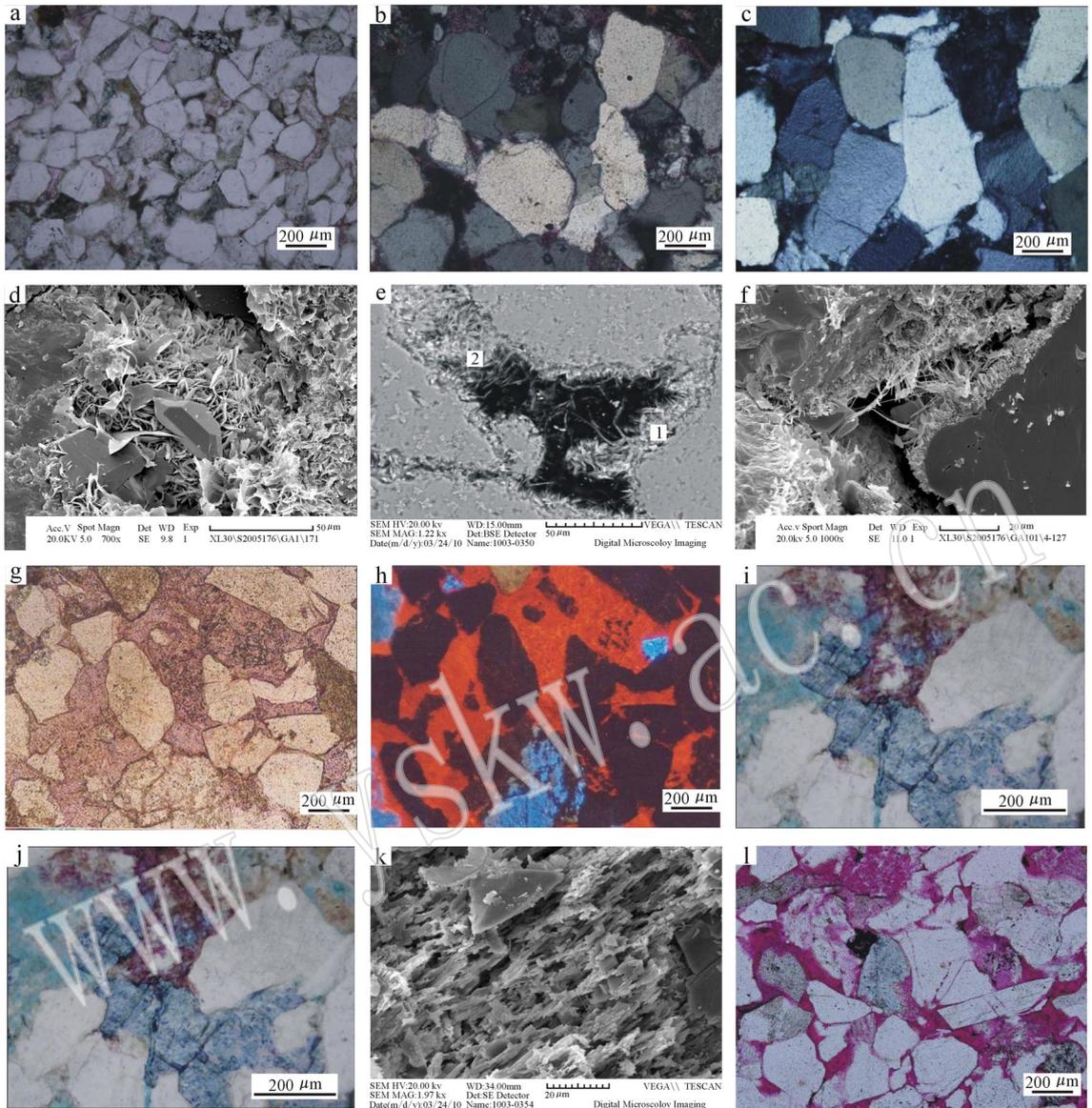


图 3 研究区须家河组二段岩石显微特征

Fig. 3 Rock microcharacteristics of the 2nd Member of Xujiahe Formation in the study area

a—颗粒间线-凹凸接触, 压实作用强, 潼南 104 井, 2 204.94 m, 单偏光; b—一期石英次生加大, 加大边连续且均匀, 合川 1 井, 2 128.16 m, 正交偏光; c—二期石英次生加大, 加大边厚度不均, 朝向孔隙生长, 颗粒呈镶嵌接触, 潼南 104 井, 2 192.20 m, 正交偏光; d—三期自生石英以自形晶方式沉淀于溶蚀孔隙中, 合川 3 井, 2 275.06 m, 扫描电镜; e—颗粒边缘发育绿泥石薄膜, 粒间见伊利石, 合川 1 井, 2 153.28 m, 扫描电镜; f—环边绿泥石呈包壳状垂直颗粒边缘生长, 合川 2 井, 2 124.36 m, 扫描电镜; g—连晶方解石充填粒间并交代颗粒, 残留颗粒及粘土矿物分布其中, 呈碎屑状, 分布不均, 合川 1 井, 2 125.59 m, 单偏光; h—连晶方解石充填粒间并交代颗粒, 残留颗粒及粘土矿物分布其中, 呈交代残余, 合川 1 井, 2 125.59 m, 阴极发光; i—含铁方解石交代充填, 潼南 104 井, 2 192.2 m, 单偏光; j—铁白云石交代充填, 潼南 104 井, 2 192.2 m, 单偏光; k—钾长石溶蚀形成次生孔隙 2~6 μm, 合川 7 井, 2 178.64 m, 扫描电镜; l—石英加大生长线处发生溶蚀, 合川 1 井, 2 153.28 m, 单偏光

a—line-concave convex contact between grains with strong compaction, Tongnan 104 well, 2 204.94 m, plainlight; b—the first period overgrowth of quartz, with continuous and isopachous edge, Hechuan 1 well, 2 128.16 m, crossed nicols; c—the second period overgrowth of quartz, with unequal thickness edge, Tongnan 104 well, 2 192.20 m, crossed nicols; d—the third period authigenic quartz, deposited in dissolved pores as euhedral crystals, Hechuan 3 well, 2 275.06 m, SEM; e—thin chlorite film around detrital grains and illite among detrital grains, Hechuan 1 well, 2 153.28 m, SEM; f—the rim chlorite growing perpendicular to the edge of detrital grains, Hechuan 2 well, 2 124.36 m, SEM; g—interlocking calcite crystals filling between detrital grains and replacing detrital grains, with uneven distribution of remnant grains and clay minerals, Hechuan 1 well, 2 125.59 m, plainlight; h—interlocking calcite crystals filling between detrital grains and replacing detrital grains, with uneven distribution of remnant grains and clay minerals, Hechuan 1 well, 2 125.59 m, cathodoluminescence; i—metasomatism-filling of Fe-calcite, Tongnan 104 well, 2 192.2 m, plainlight; j—metasomatism-filling of ankerite, Tongnan 104 well, 2 192.2 m, plainlight; k—secondary dissolution pore formed by potash feldspar, Hechuan 7 well, 2 178.64 m, SEM; l—dissolution of the growth-edge of quartz overgrowth, Hechuan 1 well, 2 153.28 m, plainlight

### 3 成岩阶段及孔隙演化模式

#### 3.1 成岩演化序列

根据显微镜下自生矿物相互关系,结合自生矿物形成条件和成岩特征,对研究区须二砂岩成岩序列进行了分析。早成岩期,研究区在煤系地层弱酸性成岩环境下,碳酸盐胶结物不发育,机械压实作用是原生孔隙损失的主要因素,自生石英以一期次生加大方式沉淀于石英颗粒周围,随着埋藏深度的增加,在压实及硅质胶结作用下,粒间孔隙迅速减少。中成岩期,颗粒间以线-凹凸接触为主,二期石英加

大后,在残留孔隙中沉淀一期绿泥石。随着埋藏深度增加,蒙皂石向伊利石转化,有机质成熟,酸性流体排出,长石和富长石的岩屑溶解形成粒间溶孔、粒内溶孔,同时在部分岩石中产生微缝,共同组成有效储集空间。在此过程中,伴随大量自生矿物沉淀,如自生石英、粘土矿物及碳酸盐矿物沉淀,使储集岩的孔隙度和渗透率降低,尤其是粘土矿物的沉淀大大降低储集岩的渗透率。碳酸盐矿物为含铁方解石和铁白云石,主要表现为交代充填,导致研究区物性致密。成岩演化序列表现为:机械压实作用→硅质胶结作用→长石、岩屑等溶蚀作用→(含铁)方解石、白云石交代充填作用(图 4)。

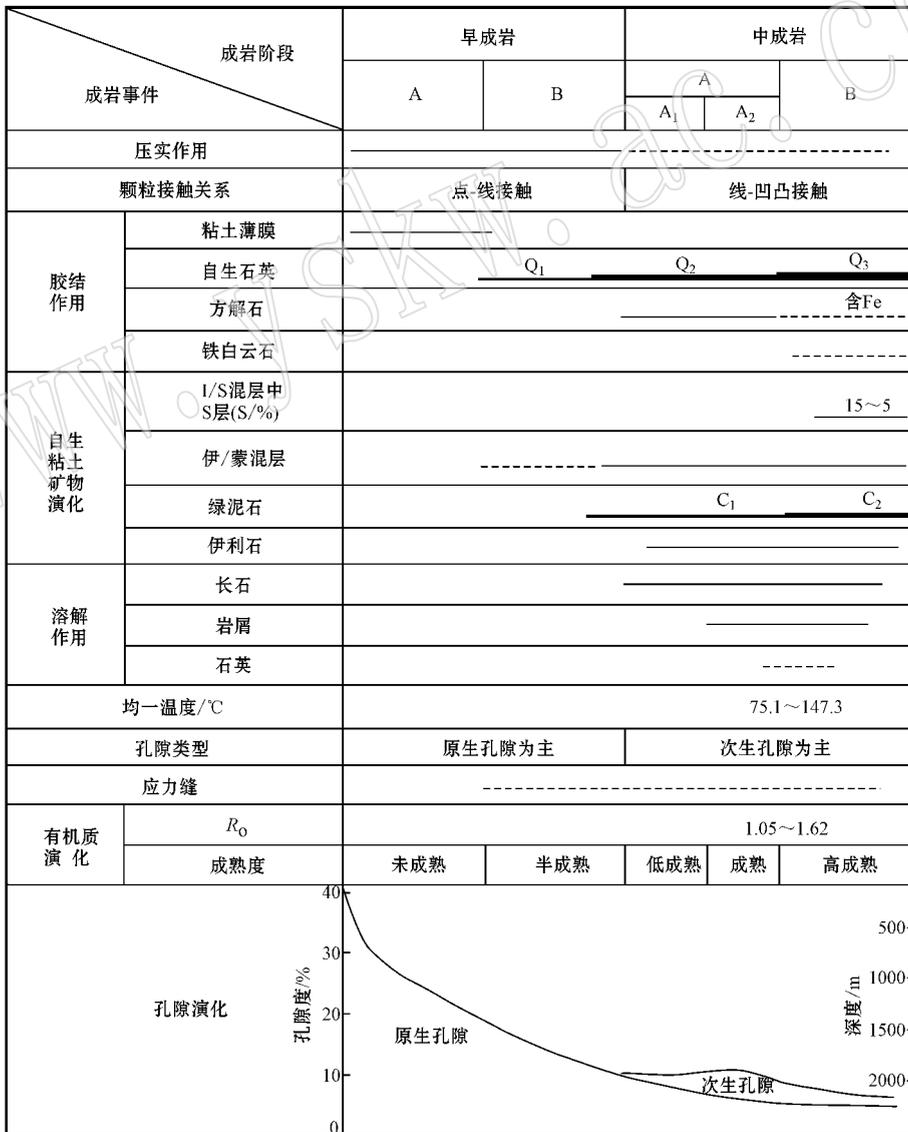


图 4 合川地区须家河组二段成岩作用及孔隙演化模式图

Fig. 4 Pattern of diagenesis and pore evolution in the 2nd Member of Xujiahe Formation in Hechuan area

### 3.2 成岩阶段划分

根据石油天然气行业标准《碎屑岩成岩阶段划分规范》(SY/T5477-2003)中酸性水介质湖盆(含煤地层)碎屑岩成岩阶段划分标准和依据,结合镜质体反射率  $R_0$ 、古地温、自生矿物组合及演化序列、粘土矿物及混层比和岩石结构特征等多项成岩指标对研究区成岩阶段进行综合研究。

镜质体反射率( $R_0$ )测试结果表明,本区泥岩中干酪根镜质体反射率为 1.05%~1.62%,平均为 1.36%,表明该区有机质热演化已达到高成熟阶段。常见的自生矿物有自生石英、自生绿泥石、碳酸盐以及少量丝状 I/S 混层、伊利石。自生石英可分为 3 期( $Q_1$ 、 $Q_2$ 、 $Q_3$ ),以二期石英局部加大( $Q_2$ )为主;自生绿泥石( $C_1$ 、 $C_2$ )可分为两期,以一期绿泥石( $C_1$ )为主。碳酸盐,早期仅见少量菱铁矿,以菱铁矿结核(团块)为主,晚期碳酸盐为铁白云石、含铁方解石、菱铁矿,分布不均。石英次生加大达 III 级以上,且常见含铁方解石及铁白云石交代碎屑颗粒,表明成岩演化程度较高。X 衍射分析表明,泥岩中粘土矿物以绿泥石为主,占 41.77%,次为伊/蒙混层和伊利石,含量分别为 34.17%和 23.97%,高岭石很少,混层比为 15%~5%,混层分带属超点阵有序混层带。据石英次生加大包裹体均一温度检测,该区均一温度分布范围广,最低值为 75.1℃,最高值为 147.3℃,主要集中在 92.3~139℃。另外,碎屑颗粒接触紧密,主要为线-凹凸接触,孔隙类型以次生孔隙为主,并伴有裂缝产生。综上分析认为,研究区须二砂岩成岩演化阶段已达到中成岩 B 期(图 4)。

### 3.3 孔隙演化模式

研究区须家河组二段孔隙演化规律明显(图 4),早成岩 A 期,随着上覆载荷增加,压实作用强烈,碎屑颗粒点-线接触,原生孔隙迅速减少,此阶段储层孔隙度降低至 20%左右。早成岩 B 期,成岩作用仍以压实作用为主,随着埋深的增大,有机质开始释放出有机酸使地层孔隙流体局部成酸性环境,孔隙水中的硅质组分沉淀在石英碎屑颗粒边缘,形成早期的石英次生加大边,自生石英主要在缺乏绿泥石或在压实较强的孔隙中沉淀,其结果导致原生孔隙大量消失,储层孔隙度减低至 10%~15%,孔隙类型主要为残余原生粒间孔。中成岩 A 期,古地温约为 85~140℃,  $R_0$  值 0.5%~1.3%,有机质热演化处于成熟阶段,伊/蒙混层降低到 15%~50%,长石的溶蚀及伊利石的蚀变均产生  $SiO_2$  沉淀,并充填孔隙,致

使原生粒间孔降低至 5%左右。随着埋深的增加,有机质脱羧作用逐渐加强,形成的有机酸达到一定浓度,为长石的溶解作用提供酸性介质,使长石、富长石的岩屑及杂基等发生溶蚀,形成较多的粒内溶孔、粒间溶孔等次生孔隙,储层的孔隙度增至 8%~12%,局部地区孔隙度可达 15%以上。中成岩 B 期,古地温约为 140~175℃,  $R_0$  值为 1.3%~2.0%,有机质热演化处于高成熟阶段,伊/蒙混层 < 15%,绿泥石、伊利石逐渐增加。此阶段,地层产生有机酸的能力已减弱,地层水由酸性向中性或偏碱性方向转化。在碱性介质条件下,富钙、镁、铁离子的碱性水沉淀出部分含铁方解石、铁白云石,使储层的孔隙度降低。此阶段结束时,在缺乏环边绿泥石的砂岩储层中平均孔隙度 < 8%,在发育环边绿泥石的砂岩储层中平均孔隙度一般为 8%~12%。

## 4 成岩作用对储层物性的影响

### 4.1 储层孔隙类型

研究区须家河组二段砂岩储层在埋藏成岩过程中,原生粒间孔隙虽然遭到大量破坏,但环边绿泥石的形成增强了岩石的抗压实能力,保留了部分原生孔隙。受溶蚀作用影响,研究区次生孔隙较发育,主要有粒内溶孔、粒间溶孔及铸模孔 3 种次生孔隙类型,此外还有粘土矿物及组分内微孔与微裂缝及溶缝。储集空间类型多样,其中粒内溶孔、粒间溶孔及残余粒间孔是主要的孔隙类型(图 5)。储层物性总体较差,属于低孔低渗储层,孔隙度主要集中在 6%~12%,渗透率主要集中在  $0.01 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。

### 4.2 成岩作用对储层的影响

砂体最终能否成为有效储集体,关键在于后期经历的成岩作用对原始孔隙的改造程度(Surdam *et al.*, 1984; 罗孝俊等, 2001; Shou Jianfeng *et al.*, 2006; Zhang Jinliang *et al.*, 2007; Gier *et al.*, 2008)。研究区须二段砂体经历了多种成岩变化,对储集层物性而言,建设性成岩作用主要为溶蚀作用,导致孔隙度增大;破坏性的成岩作用主要有压实作用和胶结作用,造成孔隙度降低;交代作用对孔隙度影响较小。

#### (1) 压实作用对储层的影响

研究区须家河组二段为煤系碎屑岩地层,岩屑中软质的干枚岩岩屑和泥质岩屑较多,抵御压实作

用的能力较差。随着埋藏深度的增加, 压实作用效果显著, 碎屑颗粒间由点接触变成线接触-凹凸接触, 软质岩屑及泥质填隙物在压实作用下充填孔隙及裂缝, 致使储层孔隙度降低, 物性变差。根据 Lun-

degard(1992)提出的计算砂岩压实作用强度的孔隙度损失量公式, 取初始孔隙度为 38%~42%, 计算出储层压实孔隙度减少量约为 20%~30%, 保存下来的原生粒间孔约为 5%~18%。

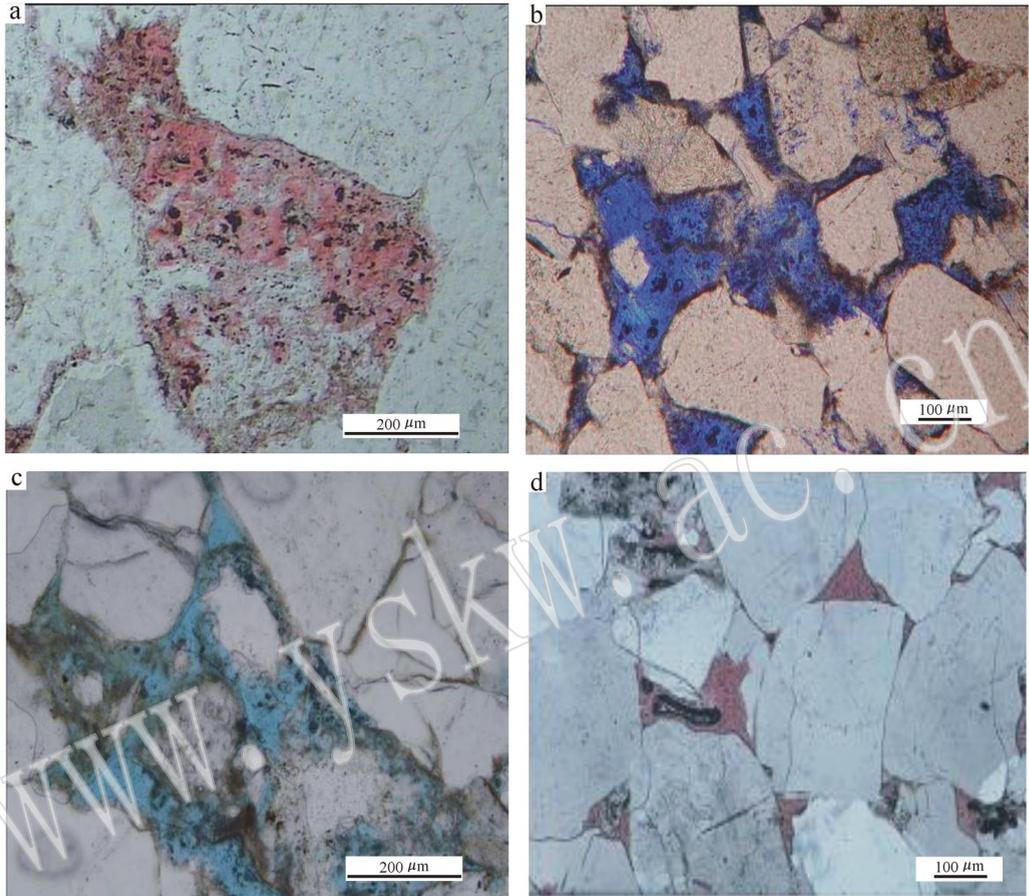


图 5 研究区须家河组二段储集空间类型

Fig. 5 Reservoir space types of the 2nd Member of Xujiache Formation in the study area

a—长石颗粒溶蚀成蜂窝状粒内溶孔, 潼南 6 井, 2 264.3 m, 单偏光; b—粒间及粒内溶孔, 合川 1 井, 2 116.98 m, 单偏光; c—颗粒间溶孔, 潼南 102 井, 2 269.83 m, 单偏光; d—残余粒间孔, 潼南 1 井, 2 175.99 m, 单偏光  
a—intragranular dissolving pore resulting from feldspars, Tongnan 6 well, 2 264.3 m, plainlight; b—intragranular dissolving pore and intergranular dissolving pore, Hechuan 1 well, 2 116.98 m, plainlight; c—intergranular dissolving pore, Tongnan 102 well, 2 269.83 m, plainlight; d—remnant intergranular pore, Tongnan 1 well, 2 175.99 m, plainlight

## (2) 胶结作用对储层的影响

硅质胶结物在早成岩期开始出现, 中成岩期比较发育, 以石英加大边的形式充填残余粒间孔及溶蚀孔, 而碳酸盐胶结物主要发生在中成岩晚期, 常表现为充填长石及富长石岩屑的次生溶孔。石英次生加大对减少孔隙空间有明显的的作用, 据 Rittenhous(1971)研究, 0.7%的  $\text{SiO}_2$  胶结物可以使压溶颗粒接触带的孔隙度降低 5%, 加上这种胶结物形成后不易受到溶蚀, 造成  $\text{SiO}_2$  胶结物含量较多的储层往往

具有低的孔渗性。总体上, 硅质及碳酸盐胶结物的充填胶结对储层孔隙的破坏是很严重的, 其含量越多, 储层物性越差。绿泥石胶结物含量较少, 呈纤维状垂直颗粒生长或呈薄膜状分布于硅质胶结物之间, 形成颗粒包壳, 但它能阻止石英增生, 有效地保护孔隙。据研究区各类胶结矿物的负孔隙度统计资料, 由硅质胶结物引起的孔隙度缩小平均值约 0.35%~4.7%, 方解石胶结物引起的孔隙度缩小平均值约为 0.27%~5.3%。

### (3) 交代作用对储层的影响

长石的方解石化对孔隙的形成不利,因为须家河组的溶蚀作用主要溶蚀的是长石,含铁方解石基本不被溶蚀,镜下见相邻两长石颗粒中未交代的长石颗粒溶蚀较强,形成粒内溶孔,而被含铁方解石交代的长石颗粒未见任何溶蚀。与含铁方解石的交代作用类似,铁白云石的交代作用对研究区孔隙的形成不利,镜下见铁白云石交代颗粒时未交代部分发生溶蚀,而铁白云石未被溶蚀。菱铁矿的交代作用对孔隙的保护具有一定的建设性,它可以使泥砾早期固化,增加其抗压强度,在分流河道底部的泥砾如果都菱铁矿化,砂岩物性就较好,相反则较差。交代作用的形成时间可能较早,交代的泥砾基本没有压

实变形现象,表明形成于沉积物被严重压实之前,可能在同生成岩期—早成岩期。

### (4) 溶蚀作用对储层的影响

据显微镜及扫描电镜分析,研究区须家河组二段受溶蚀的矿物主要为长石和富长石的岩屑。长石颗粒常沿解理、破裂缝发生溶解,从而形成蜂窝状粒内溶孔,而有的几乎完全被溶蚀形成铸模孔,且镜下观察发现,次生粒间孔远远小于长石次生粒内溶孔,长石颗粒溶孔是研究区主要储集空间。对研究区铸体薄片统计后发现,因溶蚀作用形成的次生孔隙可使平均孔隙度提高 3%~5%。

从研究区孔隙度、渗透率随深度变化关系(图 6)中可以看到,当埋深处于 2 150~2 250 m,孔隙度、渗

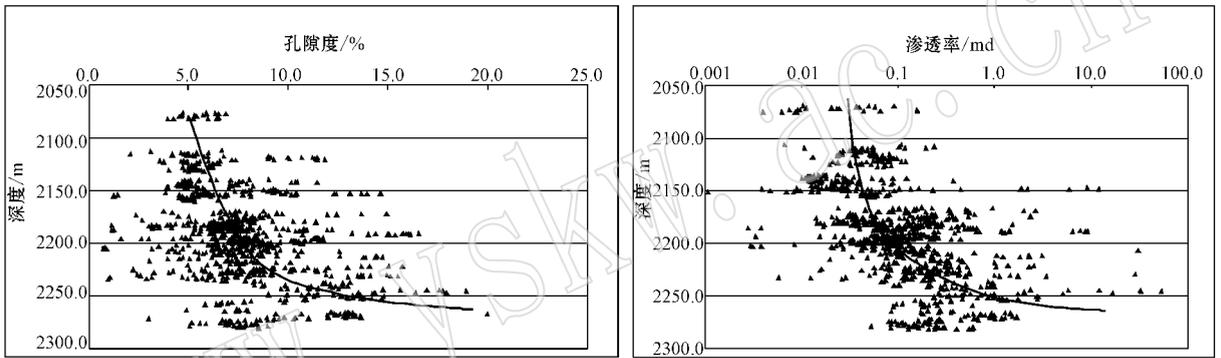


图 6 合川地区须二段孔隙度(a)、渗透率(b)随深度变化图

Fig. 6 Variation of porosity(a) and permeability(b) with depth of the 2nd Member of Xujiahe Formation in Hechuan area

透率随着埋深的加大没有降低反而出现了增大的趋势,出现了孔渗异常发育段。此深度段的古地温大于 85℃,有机质已经成熟,干酪根热解形成大量有机酸,且深层干酪根热裂解释放出来的 CO<sub>2</sub> 与水作用形成碳酸。富含有机酸和无机酸的孔隙流体在砂岩的孔隙系统中流动并对其骨架颗粒(长石及富长石的岩屑)进行溶蚀,从而形成大量的粒内和粒间溶蚀孔隙。据李汶国等(2005)研究,1 mol 钾长石溶蚀可形成高达 11.91% 的次生孔隙度,且前面研究发现须二段储层成岩演化程度较高,在中成岩 A 期有机质热成熟排出的有机酸作用下,长石等易溶颗粒被大量溶蚀,这样就不难理解该深度段孔隙度、渗透率突然变好。

## 5 结论

### (1) 合川地区须家河组二段砂岩储层岩石类型

以长石岩屑砂岩为主,其次为岩屑长石砂岩和岩屑砂岩,成分成熟度较低而结构成熟度较高。

(2) 合川地区须家河组二段砂岩储层经历的主要成岩作用类型有压实作用、胶结作用、交代作用和溶蚀作用,成岩演化阶段已达到中成岩 B 期。

(3) 合川地区须家河组二段为低孔渗—致密砂岩储层,压实作用和胶结作用是原生孔隙降低的主要因素,而长石的溶蚀是形成次生孔隙的关键因素,溶蚀作用使深部储层出现孔隙度、渗透率异常发育带。

## References

- Bernet M, Kapoutsos D and Bassett K. 2007. Diagenesis and provenance of Silurian quartz arenites in south-eastern New York State [J]. *Sedimentary Geology*, 201: 43~55.
- Gier S, Worden R H, Johns W D, et al. 2008. Diagenesis and reservoir quality of Miocene sandstones in the Vienna Basin, Austria [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 25: 681~695.

- Guo Chunqing, Shen Zhongmin, Zhang Linye, *et al.* 2003. The corrosion and its mechanism of organic acids on main minerals in oil-gas reservoir sand rocks [J]. *Geology-Geochemistry*, 31(3): 53-57 (in Chinese).
- Li Wenguo, Zhang Xiaopeng and Zhong Yumei. 2005. Formation mechanism of secondary dissolved pores in arcsos [J]. *Oil & Gas Geology*, 26(2): 220-229 (in Chinese).
- Liu Jinku, Peng Jun, Liu Jianjun, *et al.* 2009. Pore-preserving mechanism of chlorite rims in tight sandstone——an example from the T3x Formation of Baojie area in the transitional zone from the central to southern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 30(1): 53-58 (in Chinese).
- Liu Menghui, Zhao Chenglin, Ji Youliang, *et al.* 1993. Diagenetic Evolution Pattern of Clastic Reservoirs [M]. Dongying: Petroleum University Press, 8-79 (in Chinese).
- Lundegard P D. 1992. Sandstone porosity loss——A "big picture" view of the importance of compaction [J]. *Journal of Sedimentary Petrology*, 62(2): 250-260.
- Luo Xiaojun and Yang Weidong. 2001. The effect of organic acid on feldspar solubility: a thermodynamic study [J]. *Acta Mineralogica Sinica*, 21(2): 183-188 (in Chinese).
- Luo Xiaojun, Yang Weidong, Li Rongxi, *et al.* 2001. Effects of pH on the solubility of the feldspar and the development of secondary porosity [J]. *Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry*, 20(2): 103-107 (in Chinese).
- McDonald D A and Surdam R C. 1984. Clastic diagenesis [J]. *AAPG Memoir*, 37: 127-163.
- Meshric I D. 1991. The reactivity of carbonic acid and organic acid and the forming of secondary pore [A]. *Reservoir Geochemistry [C]*. Xi'an: Northwest University Press, 134-143 (in Chinese).
- Pittman E D. 1992. Clay coats: occurrence and relevance to preservation of porosity in sandstones [J]. *SEPM Special Publication*, 47(3): 241-255.
- Rittenhouse G. 1971. Pore-space reduction by solution and cementation [J]. *AAPG*, 55(1): 80-91.
- Shou Jianfeng, Si Chunsong and Wang Xin. 2006. Genesis types and diagenesis compaction mechanisms of sandstone reservoirs in dynamic environments in oil/gas basins in China [J]. *Petroleum Science*, 3(3): 23-31.
- Sun Zhilei, Huang Sijing, Zhang Yuxiu, *et al.* 2008. Origin and diagenesis of authigenic chlorite within the sandstone reservoirs of Xujiahe Formation, Sichuan Basin, China [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 26(3): 459-468 (in Chinese).
- Surdam R C, Boces S W and Crossey L J. 1984. The chemistry of secondary porosity [A]. *Clastic Diagenesis [C]*. Tulsa: AAPG, 127-149.
- Ying Fengxiang, Luo Ping and He Dongbo. 2004. Diagenesis and Diagenetic Numerical Simulation on Clastic Reservoirs in Oil/Gas Basin in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 47-100 (in Chinese).
- Zhang Jinliang, Jia Ying and Du Guilin. 2007. Diagenesis and its effect on reservoir quality of Silurian sandstones, Tabei Area, Tarim Basin, China [J]. *Petroleum Science*, 4(3): 1-13.
- Zhu Ping, Huang Sijing, Li Demin, *et al.* 2004. Effect and protection of chlorite on clastic reservoir rocks [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 32(2): 153-156 (in Chinese).
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, *et al.* 2008. Genesis, classification and evolution method of diagenetic facies [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 35(5): 526-540 (in Chinese).

## 附中文参考文献

- 郭春清, 沈忠民, 张林晔, 等. 2003. 砂岩储层中有机酸对主要矿物的溶蚀作用及机理研究综述 [J]. *地球化学*, 31(3): 53-57.
- 李汶国, 张晓鹏, 钟玉梅. 2005. 长石砂岩次生溶孔的形成机理 [M]. *石油与天然气地质*, 26(2): 220-229.
- 刘金库, 彭军, 刘建军, 等. 2009. 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*, 30(1): 53-58.
- 刘孟慧, 赵林, 纪友亮, 等. 1993. 碎屑岩储层成岩演化模式 [M]. 东营: 石油大学出版社, 8-79.
- 罗孝俊, 杨卫东. 2001. 有机酸对长石溶解度影响的热力学研究 [J]. *矿物学报*, 21(2): 183-188.
- 罗孝俊, 杨卫东, 李荣西, 等. 2001. pH值对长石溶解度及次生孔隙发育的影响 [J]. *矿物岩石地球化学通报*, 20(2): 103-107.
- Meshric I D. 1991. 论碳酸和有机酸的反应能力和次生孔隙的形成 [A]. *储层地球化学 [C]*. 西安: 西北大学出版社, 134-144.
- 石油地质勘探专业标准化委员会. 2003. 石油天然气行业标准 碎屑岩成岩阶段划分规范 (SY/T5477-2003) [S]. 北京: 石油工业出版社.
- 孙治雷, 黄思静, 张玉修, 等. 2008. 四川盆地须家河组砂岩储层中自生绿泥石的来源与成岩演化 [J]. *沉积学报*, 26(3): 459-468.
- 应凤祥, 罗平, 何东博. 2004. 中国含油气盆地碎屑岩储集层成岩作用与成岩数值模拟 [M]. 石油工业出版社, 47-100.
- 朱平, 黄思静, 李德敏, 等. 2004. 粘土矿物绿泥石对碎屑储集岩孔隙的保护 [J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 32(2): 153-156.
- 邹才能, 陶士振, 周慧, 等. 2008. 成岩相的形成、分类与定量评价方法 [J]. *石油勘探与开发*, 35(5): 526-540.