

doi:10.3799/dqkx.2014.039

鄂尔多斯盆地华池长 8 储层成岩相与孔隙度演化

张 创¹, 孙 卫², 高 辉³, 席天德¹, 何清阳¹

1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 陕西西安 710075
2. 西北大学地质学系大陆动力学国家重点实验室, 陕西西安 710069
3. 西安石油大学石油工程学院, 陕西西安 710065

摘要: 为探讨成岩作用与储层物性演化特征之间的成因联系, 查明不同成岩相物性差异的成因及其形成过程, 对华池地区长 8 储层各成岩相的孔隙度演化进行了定量模拟, 分析了其孔隙度演化路径的差异. 本区绿泥石膜胶结成岩相、不稳定组分溶蚀成岩相、压实充填成岩相与碳酸盐致密胶结成岩相压实损失孔隙度分别为 17.6%、20.5%、25.8% 和 11.4%, 早期胶结损失孔隙度为 4.5%、4.9%、5.6% 和 24.9%, 溶蚀增加孔隙度为 1.4%、2.3%、0.2% 和 0, 晚期胶结损失孔隙度为 7.8%、9.7%、3.2% 和 0. 沉积物初始组构差异造成的各成岩相初始孔隙度差别是微小的, 但其在很大程度上控制了成岩作用的类型和强度, 从而造成了不同成岩相经历了不同的成岩变化过程和孔隙度演化路径, 形成了现今组构面貌和孔隙度的差异.

关键词: 成岩作用; 绿泥石膜; 沉积物; 孔隙度演化; 油气; 鄂尔多斯盆地.

中图分类号: TE122 **文章编号:** 1000—2383(2014)04—0411—10 **收稿日期:** 2013—06—27

Reservoir Diagenetic Facies and Porosity Evolution Pathways of Chang 8 Formation in Huachi, Ordos Basin

Zhang Chuang¹, Sun Wei², Gao Hui³, Xi Tiande¹, He Qingyang¹

1. Research Institute of Shanxi Yanchang Petroleum (Group) Corp. Ltd., Xi'an 710075, China
2. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China
3. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China

Abstract: In order to analyze the genetic relationship between diagenesis and reservoir porosity evolution process and the formation process of physical property difference in different diagenetic facies, diagenesis types and facies of Chang 8 formation are studied in Huachi, Ordos basin. Furthermore, porosity evolutions of different diagenesis facies are simulated quantitatively, and their pathways are analyzed. According to the diagenesis characteristics, the reservoirs can be divided into four diagenesis facies, namely, grain-coating chlorite cementation, corrosion of unstable components, intense compaction with packing and dense carbonate cementation. *COPL* (compactional porosity loss) of them are 17.6%, 20.5%, 25.8% and 11.4% respectively; *CEPL* (cementational porosity loss) by early quartz overgrowth, grain-coating chlorite, and carbonate are 4.5%, 4.9%, 5.6% and 24.9% respectively; *CRPI* (corrosional porosity increase) are 1.4%, 2.3%, 0.2% and 0 respectively; *CEPL* by late pore-filling chlorite, kaolinite, illite, ferrocalcite and ferrodolomite are 7.8%, 9.7%, 3.2% and 0 respectively. The porosity evolution pathways of different diagenesis facies show that the differences of *OP* (original porosity) caused by the sediment components and structures are tiny, but the diagenesis types and grades are controlled by sedimentary processes to a great extent. It is concluded that the reservoirs with diagenesis facies have different diagenetic changes and porosity evolution pathways, which results in differences of components, structures and physical properties.

Key words: diagenesis; grain-coating chlorite; sediments; porosity evolution; hydrocarbons; Ordos basin.

0 引言

成岩相是在一定沉积和成岩环境下经历一定成岩演化的产物,包括岩石颗粒、胶结物、组构和孔洞缝特征及其演化的综合面貌。成岩相的核心是储层岩石现今的矿物成分和组构面貌,为现今储层特征的直接反映,因此,成岩相是表征储层性质、类型和优劣的成因性标志(邹才能等,2008;何生等,2009;张响等,2010,2011;石玉江等,2011;张明松等,2011;李德勇等,2013)。

以查明优质储层分布为直接目的的成岩相分析,其实质就是在成岩作用与储层物性演化特征之间建立一种成因联系。沉积物初始的矿物成分和组构差异决定其经历了成岩作用类型和强度各异的成岩变化过程,并且对这些不同的成岩过程具有不同的成分和组构变化响应,从而经历了不同的孔隙度演化路径,最终形成了现今储层物性的差异。因此,对不同成岩相储层的孔隙度演化路径进行分析,将为储层物性主控因素分析及优质储层预测提供重要的理论依据。本文以鄂尔多斯盆地华池地区长 8 储层为例,在分析主要成岩作用类型的基础上划分了成岩相,对各成岩相的孔隙度演化进行了定量模拟,分析了不同成岩相孔隙度演化路径的差异。

1 储层基本特征

华池地区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡的西南部,三叠系延长组长 8 油层组为本区主要开发层位之一。该地层为平缓构造背景下大规模浅水三角洲广泛发育形成的深灰色、灰黑色泥岩、泥质粉砂岩与灰绿色细砂岩互层沉积。储层砂岩碎屑颗粒为中砂至粗粉砂,整体为细砂,分选中等—较好。储层孔隙度为 3.21%~18.64%,平均 9.62%;渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \sim 16.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

本区长 8 油层组储层碎屑石英含量 36.37%,长石 34.86%,岩屑 28.77%,其中火成岩屑 7.36%,变质岩屑 12.58%,沉积岩屑 0.88%,其他碎屑 7.95%。储层砂岩类型主要为岩屑质长石砂岩,次为长石质岩屑砂岩。胶结物含量为 6.5%~42.0%,平均 14.44%,以粘土矿物(8.22%)和碳酸盐胶结物(4.55%)为主,硅质(1.57%)、长石质(0.18%)较少,偶见重晶石。

2 成岩作用及成岩序列

2.1 主要成岩作用类型

2.1.1 压实作用 铸体薄片镜下观察可见,本区常见的压实现象有颗粒的定向—半定向排列,石英、长石等刚性碎屑颗粒在应力作用下破裂,以及颗粒转动、变位形成的碎屑颗粒间线接触。值得注意的是,本区砂岩富含云母及塑性岩屑,这些软组分在压实作用下强烈变形,甚至呈假杂基状,使原始粒间孔大为减少(图 1a,1b)。本区粒间孔面孔率随软组分(云母、中酸性喷发岩屑、千枚岩、板岩及沉积岩屑等)含量的增高而在一个较宽范围内显著减小,表明在受其他岩石组构因素和成岩作用因素控制的同时,软组分含量是致使压实强度提高和粒间孔面孔率减小的主要原因之一(图 2)。

2.1.2 胶结作用 (1)碳酸盐胶结物。碳酸盐胶结物在本区长 8 储层较为普遍,且往往为多期胶结。早期碳酸盐胶结物(主要为方解石)多呈微晶状充填孔隙(图 1c),常见被晚期铁方解石交代,含量较高时可见方解石、铁方解石呈连晶状充填粒间孔(图 1d)。一般认为,早期碳酸盐胶结物形成时的埋深可浅至数十米至数百米(Paxton *et al.*, 2002; McBride *et al.*, 2003)。随埋深增大,火成岩岩屑等暗色矿物蚀变析出的铁、镁离子,嵌入方解石晶格,使其重结晶为含铁碳酸盐矿物,主要为铁方解石和铁白云石,多充填于溶孔与粒间孔,或沿碎屑边缘对石英、长石等骨架颗粒进行交代(图 1e)。

(2)粘土矿物。140 份粘土矿物 X 衍射资料统计可知,本区长 8 储层粘土矿物中伊利石相对含量 14.65%,绿泥石 52.40%,高岭石 19.33%,伊蒙混层 13.62%。本区长 8 储层中的绿泥石有颗粒包膜、孔隙衬里和孔隙充填 3 种产状(张霞等,2011)。颗粒包膜与孔隙衬里两种产状的绿泥石均呈包膜状覆盖碎屑颗粒表面,组成“绿泥石膜”,本区长 8 储层绿泥石膜厚度一般不超过 10 μm (图 1f)。绿泥石膜形成于同生成岩期至碎屑颗粒稳定排列之前,颗粒包膜形成较早,一般包裹整个碎屑颗粒,孔隙衬里形成相对较晚,在颗粒接触处不发育(Grigsby, 2001; Bloch *et al.*, 2002; Billault *et al.*, 2003; Berger *et al.*, 2009; 姚泾利等,2011)。此外,本区部分井点可见绒球状绿泥石充填残余粒间孔(图 1g),此类孔隙充填绿泥石形成相对较晚。本区长 8 储层中的高岭石主要来源于长石溶蚀产物的沉淀(刘林玉等,1998;李汶国等,2005)。本区长石溶蚀作用普遍发育,408 份

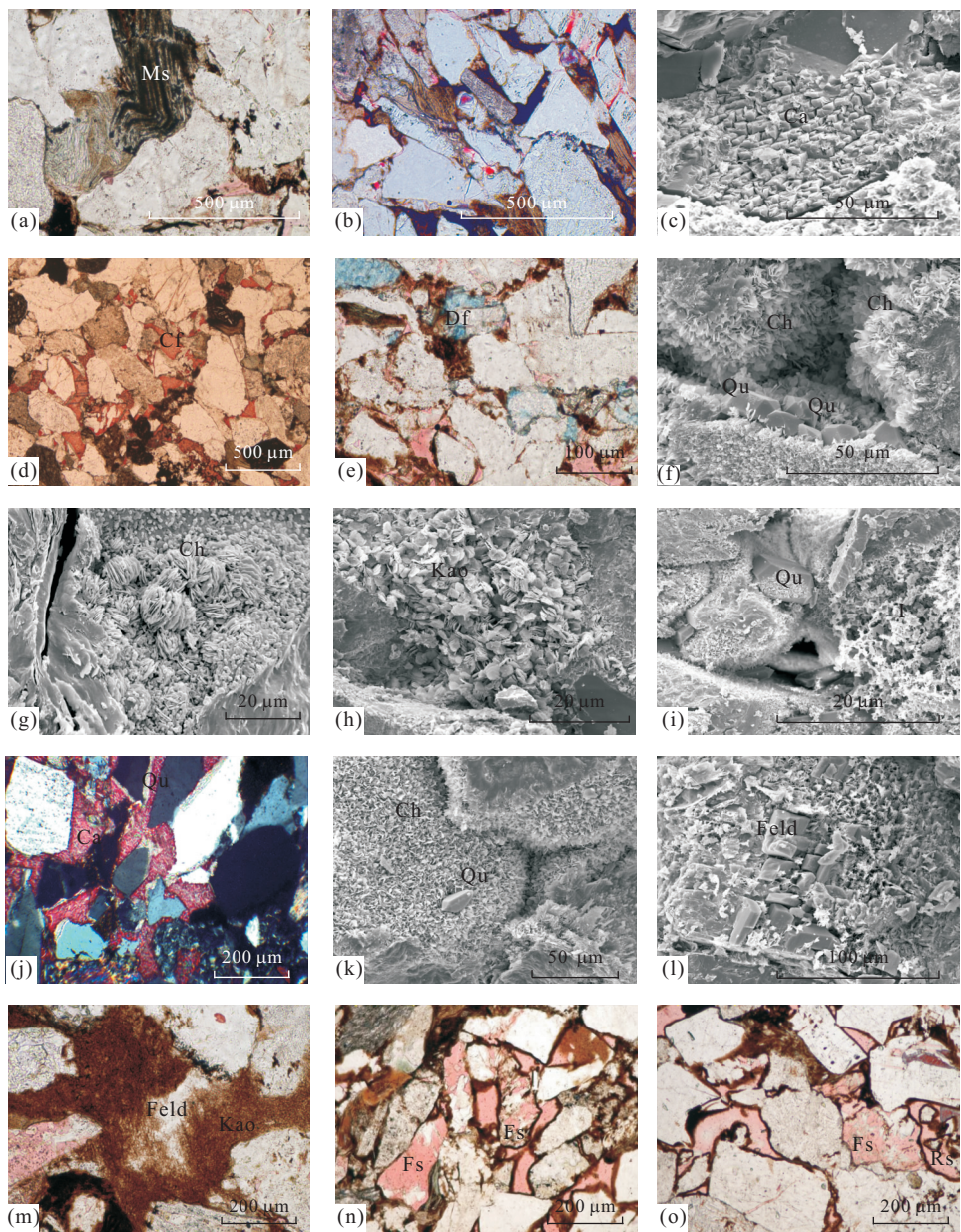


图 1 华池地区长 8 储层铸体薄片与扫描电镜照片

Fig.1 Casting sections and SEM of Chang 8 reservoir in Huachi

a.强压实作用下黑云母(Ms)变形,元 297 井,2 291.48 m,单偏光;b.颗粒半定向排列,白 436 井,2 187.30 m,单偏光;c.充填粒间孔隙的微晶方解石(Ca),白 451 井,2 168.54 m,扫描电镜;d.铁方解石(Cf)连晶状充填孔隙,里 126 井,2 163.94 m,单偏光;e.白云岩岩屑的铁白云石(Df)加大边,坪 110 井,2 212.58 m,单偏光;f.绿泥石膜(Ch)与粒表微晶石英(Qu),白 168 井,2 241.80 m,扫描电镜;g.充填孔隙的玫瑰花状绿泥石(Ch),午 61 井,2 154.00 m,扫描电镜;h.书页状高岭石(Kao),白 306 井,2 061.70 m,扫描电镜;i.伊利石(I)与微晶石英(Qu),白 455 井,2 147.58 m,扫描电镜;j.硅质(Qu)次生加大,罗 33 井,2 823.30 m,正交偏光;k.微晶石英(Qu)与绿泥石膜(Ch),山 120 井,2 124.92 m,扫描电镜;l.长石次生加大(Feld),白 455 井,2 147.00 m,扫描电镜;m.长石(Feld)高岭石(Kao)化,白 428 井,2 282.60 m,单偏光;n.长石溶孔(Fs),白 456 井,2 134.80 m,单偏光;o.岩屑溶孔(Rs)和长石溶孔(Fs),白 260 井,2 045.92 m,单偏光

铸体薄片中共 106 份未观察到明显的长石溶蚀现象,其余样品中均见不同程度的长石溶蚀,但 57.14%的 X 衍射样品中并未发现高岭石,高岭石整体含量也相对较低(仅占粘土矿物的 19.33%),这是由于埋藏过程中其已发生普遍的伊利石化作用(图

1h)。本区的伊蒙混层粘土矿物具有较高的成岩演化程度,其间层比均小于 15,且有近半数样品间层比小于 5。伊利石主要来源于伊一蒙混层的成岩演化与高岭石的伊利石化作用,多以卷曲片状、毛发状充填粒间孔隙(图 1i)。

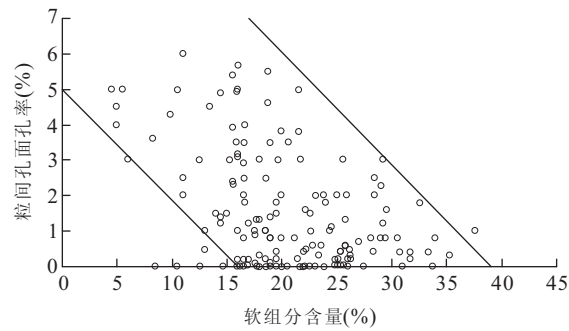


图 2 粒间孔面孔率与软组分含量关系
Fig.2 Relationship between intergranular pores in sections and ductile particles

(3)硅质.早成岩期形成的硅质胶结主要以石英次生加大边出现,从矿物共生关系来看,其形成可早于早期碳酸盐胶结物的沉淀(图 1j),晚期的硅质胶结物多为结晶良好的石英晶体(图 1k).早期硅质胶结多来源于浅埋藏期“相对开放体系”的火山物质中非晶质硅质的溶解(Makowitz *et al.*, 2006; Lander *et al.*, 2008),晚期硅质胶结多来自碎屑石英的压溶,少量来源于粘土矿物转化与硅铝酸盐矿物的溶解(Haddad *et al.*, 2006).

除上述胶结作用外,部分井点可见少量长石的钠长石加大边(图 1l).

2.1.3 交代作用 本区常见的交代作用有方解石交代石英、长石,铁方解石交代方解石,铁白云石交代白云石、铁方解石,高岭石交代长石(图 1m)等.从本区孔隙发育整体情况来看,交代作用对储层孔隙

的影响是微小的.
2.1.4 溶蚀作用 本区溶蚀作用主要为长石溶蚀和岩屑溶蚀,碳酸盐胶结物溶蚀现象较少(图 1n、图 1o).溶孔为本区的一类重要孔隙类型,溶孔面孔率占到总面孔率的 37.18%.408 份铸体薄片,可见到长石溶孔和岩屑溶孔的分别为 74.02%、46.08%,长石溶孔和岩屑溶孔的面孔率分别为 0.61%、0.13%,分别占总面孔率的 30.65%和 6.53%.

2.2 成岩序列与成岩阶段

通过以上成岩矿物共生与组合关系及成岩矿物的成因分析,可确定本区各成岩作用的大致次序为:颗粒包膜绿泥石、机械压实→孔隙衬里绿泥石、石英次生加大→早期方解石→长石、岩屑溶蚀→伊蒙混层、高岭石、自生石英晶体→伊利石与孔隙充填绿泥石→晚期铁方解石、铁白云石(图 3).综合考虑多项成岩阶段划分指标,本区长 8 储层砂岩成岩阶段处于晚成岩 A 期.

3 成岩相

基于 600 余份铸体薄片与扫描电镜资料,根据成岩作用对物性的影响,将本区长 8 储层划分为 4 类成岩相.结合常规物性、图像孔隙、图像粒度与压汞资料,统计、分析各成岩相特征见表 1,物性分布见图 4.

3.1 绿泥石膜胶结成岩相

此类成岩相的储层普遍发育绿泥石膜,绿泥石

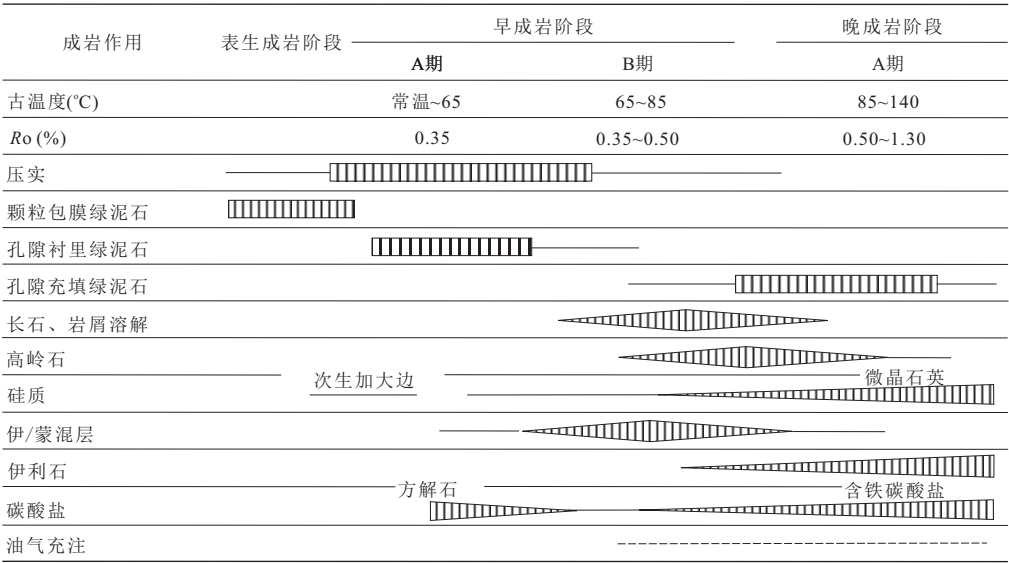


图 3 华池地区长 8 储层成岩共生序列与成岩阶段
Fig.3 The diagenetic stage of Chang 8 reservoir in Huachi

表 1 华池地区长 8 储层成岩相类型与特征

Table 1 The types and characteristics of diagenetic facies of Chang 8 reservoir in Huachi

成岩相类型	成分与结构	孔喉类型与大小	物性	沉积微相
绿泥石膜胶结成岩相	中—细粒长石砂岩或岩屑质长石砂岩,分选较好,杂基含量低,胶结物主要为颗粒包膜和孔隙衬里绿泥石、伊利石,可见少量硅质与铁方解石、铁白云石	残余粒间孔为主,长石溶孔次之,微孔较少,平均孔径 43.77 μm;压实成因的可变断面收缩部分喉道型或压实胶结混合成因的片状弯片状喉道为主,平均喉道中值半径 0.34 μm	Φ: 8.7%~16.8%,平均 12.76%; K: 0.17~30.23 mD,平均 2.69 mD	水下分流河道与河口坝中央部位
不稳定组分溶蚀成岩相	细—中粒岩屑质长石砂岩或长石质岩屑砂岩,分选中等—好,胶结物主要为伊利石、高岭石、硅质与铁方解石、铁白云石,偶见绿泥石膜	长石溶孔、岩屑溶孔为主,残余粒间孔次之,微孔较少,平均孔径 31.85 μm;以压实胶结混合成因的片状弯片状喉道为主,平均喉道中值半径 0.23 μm	Φ: 5.7%~13.8%,平均 9.98%; K: 0.06~4.07 mD,平均 0.62 mD	水下分流河道
压实充填成岩相	细—中粒、极细粒长石质岩屑砂岩为主,分选中等—较差,胶结物主要为硅质、伊利石和高岭石,偶见碳酸盐胶结物	残余粒间孔、小溶孔和微孔为主,平均孔径 16.77 μm;胶结物内的管束状喉道和压实胶结混合成因的片状弯片状喉道很少,平均喉道中值半径 0.11 μm	Φ: 3.2%~10.4%,平均 7.34%; K: 0.03~0.58 mD,平均 0.15 mD	水下分流河道与河口坝边缘、席状砂
碳酸盐致密胶结成岩相	细—中粒岩屑质长石砂岩或长石质岩屑砂岩,分选中等—较差,胶结物主要为方解石、铁方解石,局部可见硅质胶结物	晶间孔为主,残余粒间孔较少,平均孔径 8.32 μm;胶结物内的管束状喉道为主,压实胶结混合成因的片状弯片状喉道很少,平均喉道中值半径 0.07 μm	Φ: 1.1%~6.8%,平均 4.52%; K: 0.02~0.21 mD,平均 0.08 mD	水下分流河道与河口坝顶底部与边缘、分流间湾薄砂层

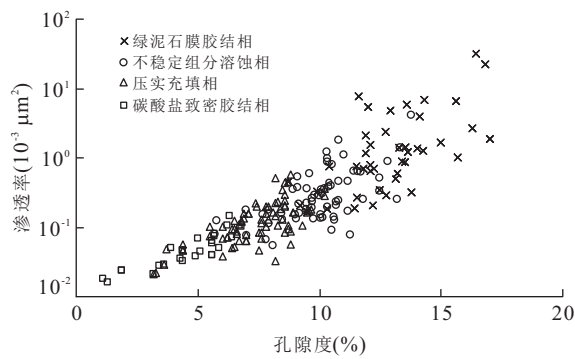


图 4 不同成岩相物性分布

Fig.4 The physical property distribution of diagenetic facies

膜对储层孔隙具有一定的保护作用,主要表现为(Bloch *et al.*, 2002;黄思静等,2004;李红等,2006;Berger *et al.*, 2009;兰叶芳等,2011),提高岩石抗压实能力;抑制压溶作用;抑制次生石英与其他胶结物的沉淀.因此,此类成岩相残余粒间孔较为发育,且后期溶蚀产生部分骨架颗粒溶孔,进一步改善了储层物性,此类成岩相是研究区物性最好的一类储层(图 4).

3.2 不稳定组分溶蚀成岩相

通常绿泥石膜呈不连续状,或绿泥石膜不发育,颗粒接触关系多为线状,粒间孔隙保存相对较少.长石和岩屑强烈溶蚀,次生溶蚀孔隙较为发育,溶孔取

代残余粒间孔成为该类储层最主要的孔隙类型,物性较好.

3.3 压实充填成岩相

碎屑颗粒中云母、中酸性喷发岩屑、千枚岩、板岩及沉积岩屑等软组分含量较高,压实过程中软组分强烈变形,原生粒间孔隙封闭程度较高,为研究区压实强度最大的一类成岩相.石英颗粒的压溶、晚期高岭石、伊利石及含铁碳酸盐胶结物进一步提高了粒间孔隙的填集程度.孔隙类型以很小的残余粒间孔、溶孔和填隙物内的微孔为主,物性较差.

3.4 碳酸盐致密胶结成岩相

碳酸盐胶结物充填粒间孔隙并交代碎屑颗粒,造成粒间孔封闭程度很高.由于主要溶蚀期酸性介质孔隙渗流条件很差,几乎观察不到明显的溶蚀现象.此类成岩相仅发育少量很小的残余粒间孔及微孔,是本区物性最差的一类成岩相,多为有效储层中的钙质夹层.

4 孔隙度演化路径分析

4.1 孔隙度演化分析方法

4.1.1 初始孔隙度 将天然砂粒在实验室进行人工填集,可测定其孔隙度与粒径、分选系数等组构参

数的关系,因此可根据粒度资料确定砂岩储层的初始孔隙度(OP).本文应用 Beard 填集实验(Beard and Weyl, 1973;Scherer, 1987)得到的砂质沉积物孔隙度与组构参数关系进行初始孔隙度恢复.

4.1.2 成岩过程孔隙度演化 假定压实过程中骨架颗粒体积不变,Ehrenberg(1995)建立了压实过程中孔隙度损失的计算方法:

$$COPL = OP - \frac{IGV(1 - OP)}{1 - IGV}, \quad (1)$$

式中: $COPL$ 为压实损失孔隙度,即在压实过程中初始孔隙度的减小(小数); IGV 为粒间孔隙度、胶结物含量、胶结物溶孔之和(小数).

储层压实后的孔隙度(POR_1 , 小数)(假定此时未发生胶结与溶蚀)为:

$$POR_1 = \frac{OP - COPL}{1 - COPL}. \quad (2)$$

储层在胶结过程中损失的孔隙度($CEPL$, 小数)为:

$$CEPL = (OP - COPL) \times \frac{CEM}{IGV}, \quad (3)$$

式中: CEM 为胶结物含量(小数).

储层胶结后的孔隙度(POR_2 , 小数)(假定此时未发生溶蚀)为:

$$POR_2 = \frac{OP - COPL - CEPL}{1 - COPL}. \quad (4)$$

溶蚀增加孔隙度($CRPI$, 小数)为:

$$CRPI = CRP \times (1 - COPL), \quad (5)$$

式中: CRP 为溶孔孔隙度(小数).

储层溶蚀后的孔隙度(POR_3 , 小数)为:

$$POR_3 = \frac{OP - COPL - CEPL + CRPI}{1 - COPL}. \quad (6)$$

4.2 孔隙度演化路径分析

4.2.1 计算结果及误差 依据公式(1)~(6),对本区 17 口井 104 块不同成岩相的样品进行了孔隙度演化计算(表 2).与岩心分析孔隙度相比,计算结果绝对误差为-2.8%~1.1%,平均-0.7%,相对误差

平均 9.3%,计算结果较为准确.

4.2.2 绿泥石膜胶结成岩相 绿泥石膜在一定程度上抑制了压实强度,其压实损失孔隙度为 17.6%,低于全部样品的平均水平(18.9%).绿泥石膜对次生石英与其他胶结物的抑制作用,使此类成岩相早期胶结损失孔隙度(4.5%)低于全区平均水平(5.9%).同时,由于绿泥石膜对原始粒间孔隙的保护,较大的残余粒间孔隙网络可以保证成岩后期酸性孔隙介质的有效流动,溶蚀增加孔隙度(1.4%)高于全区平均水平(0.9%).

此类成岩相初始孔隙度为 39.8%,压实后孔隙度为 26.7%,早期绿泥石膜与少量方解石胶结后孔隙度为 21.2%,长石、岩屑溶蚀后孔隙度为 22.9%,孔隙充填绿泥石、伊利石、自生石英晶体及含铁碳酸盐胶结后剩余孔隙度为 13.5%(图 5、表 3).

4.2.3 不稳定组分溶蚀成岩相 绿泥石膜发育较差或不发育造成其压实损失孔隙度(20.5%)大于绿泥石膜胶结成岩相;较高的不稳定组分含量,使其具有最大的溶蚀强度和最大的溶蚀增加孔隙度(2.3%).此类成岩相晚期胶结损失孔隙度(9.7%)明显大于平均水平(7.6%),这是由于大量骨架颗粒溶蚀产物沉淀为高岭石等粘土矿物或次生石英,使其在溶蚀增加孔隙度较高的情况下,胶结损失孔隙度也相对较高.初始孔隙度为 40.2%,压实后孔隙度为 24.9%,早期石英次生加大及方解石沉淀后孔隙度为 18.7%,长石、岩屑等不稳定组分溶蚀后孔隙度为 21.6%,溶蚀产物沉淀形成的高岭石、伊利石以及含铁碳酸盐胶结后,孔隙度为 9.4%.

4.2.4 压实充填成岩相 含量较高的塑性岩屑,在压实过程中强烈变形,颗粒紧密排列,因此具有最大的压实孔隙度损失(25.8%).胶结物主要为石英次生加大、方解石(早期胶结损失孔隙度 5.6%)和高岭石、伊利石及含铁碳酸盐的充填(晚期胶结损失孔隙度 3.2%).溶蚀作用发育较差,溶蚀增加孔隙度很少(0.2%).初始孔隙度为 38.7%,强压实后孔隙度仅

表 2 不同成岩相孔隙度演化数据

Table 2 The porosity evolution parameters of diagenetic facies

成岩相	初始 孔隙度(%)	压实损失 孔隙度(%)	早期胶结损失 孔隙度(%)	溶蚀增加 孔隙度(%)	晚期胶结损失 孔隙度(%)	计算目前 孔隙度(%)	岩心 孔隙度(%)	绝对 误差(%)
绿泥石膜胶结成岩相	39.8	17.6	4.5	1.4	7.8	13.5	13.7	-0.2
不稳定组分溶蚀成岩相	40.2	20.5	4.9	2.3	9.7	9.4	8.9	0.5
压实充填成岩相	38.7	25.8	5.6	0.2	3.2	6.1	6.8	-0.7
碳酸盐致密胶结成岩相	37.9	11.4	24.9	0.0	0.0	1.7	3.4	-1.7
研究区平均值	39.5	18.9	5.9	0.9	7.6	8.9	9.6	-0.7

表 3 不同成岩作用后各成岩相孔隙度数据

Table 3 The porosity evolution parameters of diagenetic facies in different diagenetic changes

成岩相	初始孔隙度(%)	压实后孔隙度(%)	早期胶结后孔隙度(%)	溶蚀后孔隙度(%)	晚期胶结后孔隙度(%)
绿泥石膜胶结成岩相	39.8	26.7	21.2	22.9	13.5
不稳定组分溶蚀成岩相	40.2	24.9	18.7	21.6	9.4
压实充填成岩相	38.7	17.7	10.1	10.4	6.1
碳酸盐致密胶结成岩相	37.9	29.9	1.7	1.7	1.7

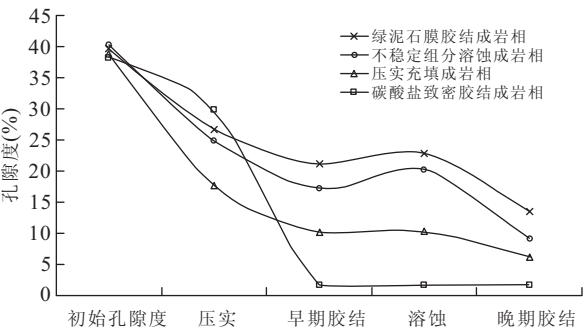


图 5 不同成岩相孔隙演化路径

Fig.5 The porosity evolution paths of diagenetic facies

剩余 17.7%，早期石英次生加大及方解石沉淀后孔隙度为 10.1%，轻微溶蚀后孔隙度为 10.4%，晚期胶结后孔隙度为 6.1%。

4.2.5 碳酸盐致密胶结成岩相 成岩早期的碳酸盐胶结,造成原始粒间孔隙大量减少,甚至完全封闭,因此,此类成岩相具有最小的压实强度和压实损失孔隙度(11.4%)以及最大的胶结损失孔隙度(24.9%),由于碳酸盐胶结物使储层致密胶结,因此一般无明显溶蚀现象.其初始孔隙度为 37.9%,压实后剩余孔隙度 29.9%,早期碳酸盐胶结后孔隙空间几乎完全封闭,仅极小的残余粒间孔与微孔,孔隙度为 1.7%。

4.2.6 各成岩相孔隙度演化路径对比 本区所有参与孔隙度演化计算的样品初始孔隙度为 36.3%~42.0%，平均 39.5%。各成岩相中，初始孔隙度最大的为不稳定组分溶蚀成岩相(40.2%)，最小的为碳酸盐致密胶结成岩相(37.9%)，各成岩相初始孔隙度与平均值(39.5%)的离差仅为平均值的-4.05%~1.77%，其差异是微小的.也就是说，由沉积作用造成的碎屑粒度、分选等沉积物结构上的差别,对不同成岩相初始孔隙度的差异的影响是微小的。

表生成岩阶段和早成岩阶段,伴随着压实过程,绿泥石膜和石英次生加大边开始沉淀,但与压实损失孔隙度相比,由这些早期胶结作用造成的孔隙度

损失是很小的.因此,不同成岩相从一个初始孔隙度非常接近的原点,沿靠近纵轴的方向演化(图 6,箭头 A).在压实造成孔隙度损失 11.4%时(碳酸盐致密胶结成岩相的平均压实损失孔隙度),部分储层早期碳酸盐胶结物开始沉淀并占据了大部分甚至全部粒间孔隙,压实停止(图 6,箭头 B),孔隙演化停止在最靠近粒间孔隙度零值的区域.其余储层压实作用继续进行,绿泥石膜胶结相承受了相对较轻的压实和后期胶结作用,沿斜率相对较小的曲线演化(图 6,箭头 C),最后停留在粒间孔隙度最大的位置.不稳定组分溶蚀成岩相沿着压实和胶结强度较大、曲线斜率也较大的方向,演化至粒间孔隙度较大的位置(图 6,箭头 D).压实充填成岩相则沿着压实强度最大、胶结最弱、斜率最大曲线(图 6,箭头 E),演化

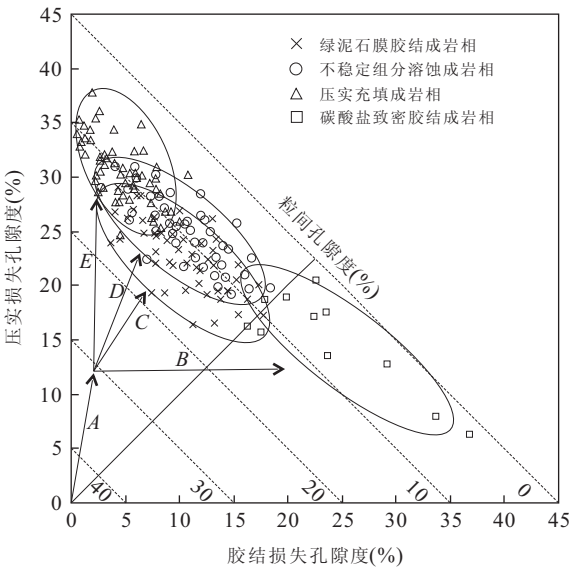


图 6 不同成岩相压实与胶结损失孔隙度关系

Fig.6 Relationship between COPL and CEPL of diagenetic facies

虚线为粒间孔隙度,即初始孔隙度经过压实和胶结后的剩余部分($OP - COPL - CEPL$),虚线上所示刻度为假定初始孔隙度为 45%时粒间孔隙度的值;孔隙度演化路径的曲线斜率为压实损失孔隙度与胶结损失孔隙度的比值($COPL/CEPL$),此比值越大则曲线斜率越大

至压实损失孔隙度最大、粒间孔隙度较小的位置,溶蚀作用则在此基础上,对各成岩相加以改造,形成了岩石孔隙度的现今面貌。

沉积作用带来的沉积物组成和结构上的差异,造成的各成岩相初始孔隙度的差异是微小的,但其在很大程度上决定了后续成岩作用的类型和强度。较强的沉积水动力条件下形成的绿泥石膜,在一定程度上抑制了压实和早期石英次生加大的发育,加之溶蚀作用的改造,形成了物性最好的绿泥石膜胶结成岩相;较高的不稳定组分含量,在成岩过程中溶蚀形成了较多的长石与岩屑溶孔,溶蚀产物又部分沉淀为高岭石等粘土矿物与次生石英充填孔隙,形成了物性较好的不稳定组分溶蚀成岩相;高含量的软组分在压实过程中强烈变形,加之压溶造成的石英次生加大及后期粘土矿物、含铁碳酸盐对粒间孔隙的充填,形成了压实强度最大、物性较差的压实充填成岩相;成岩早期碳酸盐大量充填粒间孔隙,造成岩石固结,孔隙封闭,压实作用停止,形成了压实强度最小但物性最差的碳酸盐致密胶结成岩相。

5 结论

(1)本区长 8 储层主要经历了压实作用,早期绿泥石膜、石英次生加大和碳酸盐胶结,长石、岩屑溶蚀,晚期高岭石、伊利石、孔隙充填绿泥石、自生石英晶体与含铁碳酸盐的胶结,目前处于晚成岩 A 期。

(2)根据成岩作用特征及其对物性的影响,将储层划分为绿泥石膜胶结成岩相、不稳定组分溶蚀成岩相、压实充填成岩相和碳酸盐致密胶结成岩相 4 种成岩相类型,并对 4 种成岩相的成分、结构、孔喉发育特征及物性进行了对比。

(3)不同成岩相孔隙度演化定量分析结果表明,绿泥石膜胶结成岩相、不稳定组分溶蚀成岩相、压实充填成岩相和碳酸盐致密胶结成岩相初始孔隙度分别为 39.8%、40.2%、38.7% 和 37.9%,压实后孔隙度分别为 26.7%、24.9%、17.7% 和 29.9%,早期胶结后孔隙度分别为 21.2%、18.7%、10.1% 和 1.7%,溶蚀后孔隙度分别为 22.9%、21.6%、10.4% 和 1.7%,晚期胶结后孔隙度分别为 13.5%、9.4%、6.1% 和 1.7%。

(4)沉积作用带来的沉积物组成和结构上的差异造成的各成岩相初始孔隙度的差别是微小的,但其在很大程度上控制了成岩作用的类型和强度,从而造成了不同成岩相经历了不同的成岩变化过程和

孔隙度演化路径,形成了现今组构面貌和孔隙度的差异。

References

- Beard, D.C., Weyl, P.K., 1973. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand. *AAPG Bulletin*, 57(2): 349—369.
- Berger, A., Gier, S., Krois, P., 2009. Porosity-Preserving Chlorite Cements in Shallow-Marine Volcaniclastic Sandstones: Evidence from Cretaceous Sandstones of the Sawan Gas Field, Pakistan. *AAPG Bulletin*, 93(5): 595—615. doi:10.1306/01300908096
- Billault, V., Beaufort, D., Baronnet, A., et al., 2003. A Nanopetrographic and Textural Study of Grain-Coating Chlorites in Sandstone Reservoirs. *Clay Minerals*, 38: 315—328. doi:10.1180/0009855033830098
- Bloch, S., Lander, R.H., Bonnell, L., 2002. Anomalous High Porosity and Permeability in Deeply Buried Sandstone Reservoirs: Origin and Predictability. *AAPG Bulletin*, 86(2): 301—328. doi:10.1306/61EEDABC-173E-11D7-8645000102C1865
- Ehrenberg, S. N., 1995. Measuring Sandstone Compaction from Modal Analyses of Thin Sections: How to do It and What the Results Mean. *Journal of Sediment Research*, 65(2a): 369—379. doi:10.1306/D42680C7-2B26-11D7-8648000102C1865D
- Grigsby, J.D., 2001. Origin and Growth Mechanism of Authigenic Chlorite in Sandstones of the Lower Vicksburg Formation, South Texas. *Journal of Sediment Research*, 71(1): 27—36. doi:10.1306/060100710027
- Haddad, S.C., Worden, R.H., Prior, D.J., et al., 2006. Quartz Cement in the Fontainebleau Sandstone, Paris Basin, France: Crystallography and Implications for Mechanisms of Cement Growth. *Journal of Sedimentary Research*, 76(2): 244—256. doi:10.2110/jsr.2006.024
- He, S., Yang, Z., He, Z. L., et al., 2009. Mechanism of Carbonate Cementation and Secondary Dissolution Porosity Formation in Deep-Burial Sandstones near the Top Overpressured Surface in Central Part of Junggar Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 34(5): 759—768, 798 (in Chinese with English abstract).
- Huang, S. J., Xie, L. W., Zhang, M., et al., 2004. Formation Mechanism of Authigenic Chlorite and Relation to Preservation of Porosity in Nonmarine Triassic Reservoir Sandstones, Ordos Basin and Sichuan Basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 31(3): 273—281 (in Chinese).

- nese with English abstract).
- Lan, Y. F., Huang, S. J., Lü, J., 2011. Influences of Authigenic Chlorite on Pore Structure in Sandstone Reservoir: A Case Study from Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, China. *Geological Bulletin of China*, 30 (1): 134—140 (in Chinese with English abstract).
- Lander, R. H., Larese, R. E., Bonnell, L. M., 2008. Toward More Accurate Quartz Cement Models; The Importance of Euhedral versus Noneuhedral Growth Rates. *AAPG Bulletin*, 92 (11): 1537 — 1563. doi: 10.1306/07160808037
- Li, D. Y., Zhang, J. L., Jiang, X. D., et al., 2013. Diagenesis and Its Effect on Dainan Sandstone Reservoir in Zhenwu-Caozhuang Region of Southern Slope of Gaoyou Depression. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 38(1): 130—142 (in Chinese with English abstract). doi:10.3799/dqkx.2013.013
- Li, H., Liu, Y. Q., Liu, L. Y., 2006. Diagenesis of Chang 8₁ Reservoir with Low Permeability in Xifeng Oilfield, Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 27(2): 209—217 (in Chinese with English abstract).
- Li, W. G., Zhang, X. P., Zhong, Y. M., 2005. Formation Mechanism of Secondary Dissolved Pores in Arcose. *Oil & Gas Geology*, 26(2): 220—229 (in Chinese with English abstract).
- Liu, L. Y., Chen, G., Liu, Y. Q., et al., 1998. Analysis on Influencing Factors of Solution-Type Secondary Pore Evolution in Clastic Reservoirs. *Acta Sedimentologica Sinica*, 16(2): 97—101 (in Chinese with English abstract).
- Makowitz, A., Lander, R. H., Milliken, K. L., 2006. Diagenetic Modeling to Assess the Relative Timing of Quartz Cementation and Brittle Grain Processes during Compaction. *AAPG Bulletin*, 90(6): 873—885. doi: 10.1306/12190505044
- McBride, E. F., Picard, M. D., Milliken, K. L., 2003. Calcite-Cemented Concretions in Cretaceous Sandstone, Wyoming and Utah, U. S. A.. *Journal of Sedimentary Research*, 73(3): 462—483. doi:10.1306/111602730462
- Paxton, S. T., Szabo, J. O., Ajdukiewicz, J. M., et al., 2002. Construction of an Intergranular Volume Compaction Curve for Evaluating and Predicting Compaction and Porosity Loss in Rigid-Grain Sandstone Reservoirs. *AAPG Bulletin*, 86(12): 2047—2067. doi: 10.1306/61EEDDFA-173E-11D7-864500010241865D
- Scherer, M., 1987. Parameters Influencing Porosity in Sandstones: A Model for Sandstone Porosity Prediction. *AAPG Bulletin*, 71(5): 485—491. doi: 10.1306/703C80FB-1707-11D7-8645000102C1865D
- Shi, Y. J., Xiao, L., Mao, Z. Q., et al., 2011. An Identification Method for Diagenetic Facies with Well Logs and Its Geological Significance in Low-Permeability Sandstones: A Case Study on Chang 8 Reservoirs in the Jiyuan Region, Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 32(5): 820—828 (in Chinese with English abstract).
- Yao, J. L., Wang, Q., Zhang, R., et al., 2011. Forming Mechanism and Their Environmental Implications of Chlorite-Coatings in Chang 6 Sandstone (Upper Triassic) of Hua-Qing Area, Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 29(1): 72—79 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, M. S., Lei, B. J., Huang, Y. G., et al., 2011. Diagenesis and Diagenetic Facies of Sandstones Reservoir in the Upper Palaeozoic Shan₂³ of Yuxingzhuang-Zizhou Area, Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 29(6): 1031—1040 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X., Lin, C. M., Chen, Z. Y., 2011. Characteristics of Chlorite Minerals from Upper Triassic Yanchang Formation in the Zhenjing Area, Ordos Basin. *Acta Geologica Sinica*, 85(10): 1659—1671 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X. X., Zou, C. N., Tao, S. Z., et al., 2010. Diagenetic Facies Types and Semiquantitative Evaluation of Low Porosity and Permeability Sandstones of the Fourth Member Xujiache Formation Guangan Area, Sichuan Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 28(1): 50—57 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X. X., Zou, C. N., Zhu, R. K., et al., 2011. Reservoir Diagenetic Facies of the Upper Triassic Xujiache Formation in the Central Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 32(2): 257—264 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Tao, S. Z., Zhou, H., et al., 2008. Genesis, Classification and Evaluation Method of Diagenetic Facies. *Petroleum Exploration and Development*, 35(5): 526—540 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 何生, 杨智, 何治亮, 等, 2009. 准噶尔盆地腹部超压顶面附近深层砂岩碳酸盐胶结作用和次生溶蚀孔隙形成机理. *地球科学——中国地质大学学报*, 34(5): 759—768.
- 黄思静, 谢连文, 张萌, 等, 2004. 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. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 31(3): 273—281.
- 兰叶芳, 黄思静, 吕杰, 2011. 储层砂岩中自生绿泥石对孔隙结构的影响: 来自鄂尔多斯盆地上三叠统延长组的研究结果. *地质通报*, 30(1): 134—140.

李德勇,张金亮,姜效典,等,2013.高邮凹陷南坡真武一曹庄地区戴南组砂岩成岩作用及其对储层性质的影响.地球科学——中国地质大学学报,38(1):130—142.

李红,柳益群,刘林玉,2006.鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长 8₁ 低渗透储层成岩作用.石油与天然气地质,27(2):209—217.

李汶国,张晓鹏,钟玉梅,2005.长石砂岩次生溶孔的形成机理.石油与天然气地质,26(2):220—229.

刘林玉,陈刚,柳益群,等,1998.碎屑岩储集层溶蚀型次生孔隙发育的影响因素分析.沉积学报,16(2):97—101.

石玉江,肖亮,毛志强,等,2011.低渗透砂岩储层成岩相测井识别方法及其地质意义:以鄂尔多斯盆地姬塬地区长 8 段储层为例.石油学报,32(5):820—828.

姚建利,王琪,张瑞,等,2011.鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长 6 砂岩绿泥石膜的形成机理及其环境指示意义.沉积学报,29(1):72—79.

张明松,雷卞军,黄有根,等,2011.鄂尔多斯盆地余兴庄一子洲地区上古生界山₂³ 储层砂岩成岩作用与成岩相.沉积学报,29(6):1031—1040.

张霞,林春明,陈召佑,2011.鄂尔多斯盆地镇泾区块上三叠统延长组砂岩中绿泥石矿物特征.地质学报,85(10):1659—1671.

张响响,邹才能,陶士振,等,2010.四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价.沉积学报,28(1):50—57.

张响响,邹才能,朱如凯,等,2011.川中地区上三叠统须家河组储层成岩相.石油学报,32(2):257—264.

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.石油勘探与开发,35(5):526—540.

《地球科学——中国地质大学学报》

2014 年 5 月 第 39 卷 第 5 期 要目预告

LA-ICP-MS 微区原位准确分析含水硅酸盐矿物主量和微量元素	陈春飞等
黑龙江省东部早古生代地层的确定:地质与碎屑锆石 U-Pb 年代学证据	高福红等
珠江口盆地恩平凹陷文昌组层序格架中中—深湖相烃源岩空间展布规律及发育模式	龚 丽等
准噶尔中东部地区深部电性结构电磁探测	田少兵等
塔里木盆地塔中 16 石炭系低含油饱和度和油藏成因机理	李 卓等
东营凹陷中央隆起带沙河街组碳酸盐胶结物发育特征及其形成机制	郭 佳等
原油裂解对油包裹体均一温度和捕获压力的影响及其地质意义	平宏伟等
准噶尔盆地车排子凸起下切谷特征及演化模式	叶茂松等
西准噶尔包古图地区岩体三维电性及深部结构特征	杨龙彬等
青藏高原班公湖地区晚白垩世埃达克岩年代学、地球化学及构造意义	张 硕等