

东营凹陷下第三系碎屑岩 储层孔隙演化与次生孔隙成因*

张琴¹, 钟大康¹, 朱筱敏¹, 宋刚¹, 张善文², 蔡进功²

(1. 石油大学, 北京 102249; 2. 胜利油田地质科学研究院, 山东东营 257062)

摘要:通过对铸体薄片、扫描电镜、阴极发光、物性、碳酸盐含量等大量资料研究,认为东营凹陷下第三系储层孔隙经历了由原生到次生的演化过程。在浅于1 650 m的深度,以原生孔隙为主;在1 650~1 900 m的深度,溶蚀作用相对较弱,形成了溶蚀与原生孔隙并存的混合孔隙段;超过1 900 m深度以后,溶蚀和胶结作用占主导地位,以次生孔隙为主。在不同地区、不同深度次生孔隙的发育程度不同:北部陡坡带的次生孔隙主要发育于1 650~2 450 m,特别是在2 100 m次生孔隙的发育程度最高;中央隆起带次生孔隙均从1 600 m深度以下比较发育,而在1 850~2 500 m深度段最为发育;在南部缓坡带,次生孔隙总体上主要发育于1 900~2 600 m深度段。因此,由北向南次生孔隙发育的深度有增大趋势,但发育程度则明显减弱。次生孔隙的形成主要与碳酸盐、长石的溶蚀以及粘土矿物的脱水作用密切相关,是无机成岩作用和有机热成熟演化产生的CO₂和有机酸溶蚀可溶组分的结果。东营凹陷碎屑岩次生孔隙的分布具有以下规律:在纵向上受控于烃源岩的成熟时间,平面上则受酸性水源区平面位置的控制;次生孔隙的发育程度与砂体所处的沉积相带密切相关,即水下沉积砂体的次生孔隙要比水上沉积砂体的发育;位于断裂带附近砂层中的次生孔隙比较发育。

关键词:碎屑岩储层;次生孔隙;类型;演化;成因;东营凹陷

第一作者简介:张琴,女,30岁,博士,储层沉积学及层序地层学

中图分类号:TE112.221

文献标识码:A

东营凹陷属于中国东部渤海湾盆地济阳坳陷中的一个次级构造单元,是中国东部陆相箕状断陷湖盆的典型代表,具有北断南超的开阔型箕状凹陷特征。该凹陷包括北部陡坡带、中央断裂背斜带(中央隆起带)、牛庄洼陷、利津洼陷、博兴洼陷、民丰洼陷及南部缓坡带等二级构造单元。勘探实践证明,东营凹陷是一个富油断陷湖盆,油气储量丰度达 $29.2 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。同时,经过近40年的勘探、开发,它是一个高勘探程度的成熟盆地,目前已完钻探井2 400余口、开发井14 100余口,主要构造带已完成三维地震勘探^[1~3]。前人对研究区储层孔隙类型及次生孔隙形成机理均有不同程度的研究^[4]。本文通过对大量物性数据的分析与整理,结合薄片鉴定和扫描电镜技术,分析了东营凹陷下第三系碎屑岩储层孔隙的类型、孔隙演化及次生孔隙的成因。

1 孔隙类型与演化

东营凹陷下第三系储层孔隙可分为原生孔隙和次生孔隙两大类。原生孔隙主要是岩石原始沉积时就已形成并保存至今的孔隙(图1-a)。这类孔隙又可细分为压实剩余的原生粒间孔隙和胶结剩余粒间孔隙。另外在杂基中的微孔隙也属于此类。次生孔隙是岩石在埋藏过程中由于各种成岩作用或其他地质因素如构造作用、脱水收缩作用等形成的孔隙(图1-b)。在这类孔隙中溶蚀作用产生的各种溶蚀孔隙(如粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔和超大孔)和构造作用形成的裂缝是主要的。

通过对铸体薄片、扫描电镜、阴极发光、物性、碳酸盐含量等多方面资料研究认为,东营凹陷下第三系储层孔隙经历了由原生到次生的演化过程,在浅于1 650 m的深度范围孔隙以原生为主(图2),其中在浅于800 m的井段,以压实收缩的原生粒间孔为主。在深度超过800 m以后开始出现碳酸盐胶结,但在800~1 650 m深度范围基本上不存在溶蚀作用,因此在该深度范围主要分

* 国家“十五”科技攻关项目,中国石化胜利油田有限公司《济阳坳陷下第三系沉积储层评价》专题,编号2001BA605A09-1.7

收稿日期:2003-07-31

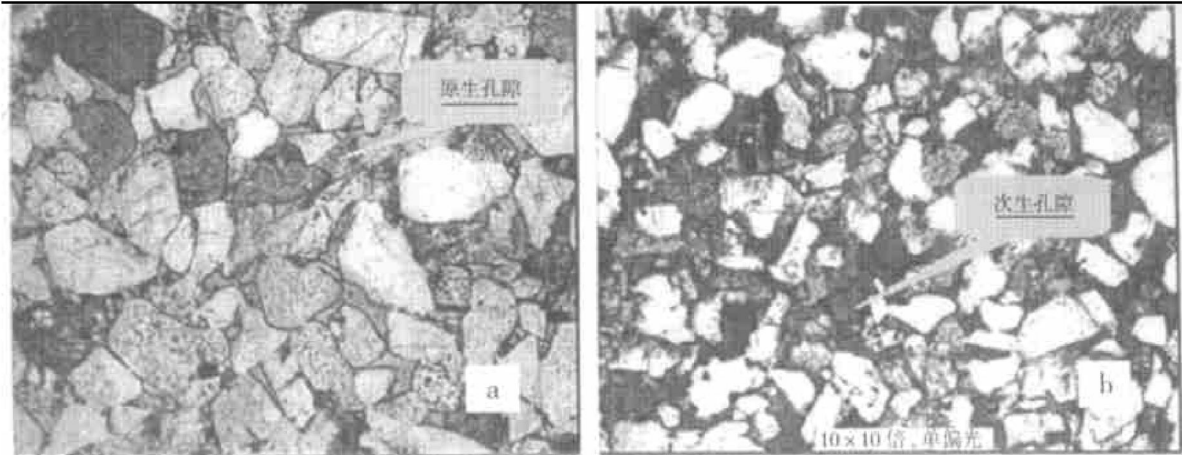


图 1 东营凹陷下第三系孔隙类型

Fig. 1 Pore types in Paleogene in Dongying sag

a—三角洲前缘水下分流河道砂体中的原生孔隙(金 31 井, 1 300. 2 m, 沙河街组二段)
b—三角洲前缘河口坝砂体中的次生孔隙(利 911 井, 2 019. 25 m, 沙河街组二段)

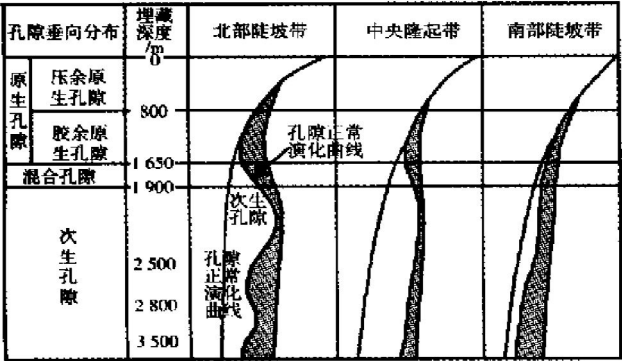


图 2 东营凹陷不同地区孔隙垂向演化与分布

Fig. 2 Vertical evolution and distribution of pores in different areas in Dongying sag

布着胶结剩余粒间孔。当深度超过 1 650 m 后开始出现溶蚀作用,但在不同的深度段溶蚀作用的程度不同,因而具有不同的孔隙组合类型。其中在 1 650~ 1 900 m 深度范围,溶蚀作用相对较弱,形成溶蚀孔隙与原生孔隙并存的混合孔隙段;超过 1 900 m 以后,因岩石受早期的胶结作用变得具有一定的抗压能力难以压实,故压实作用显得不重要,此时溶蚀和胶结作用占主导地位,因此在 1 900 m 以下的井段以次生孔隙为主。但在不同地区、不同井段次生孔隙的发育程度不同(图 2)。北部陡坡带的次生孔隙主要发育于 1 650~ 2 450 m,超过 2 450 m 以后,孔隙度急剧下降,在 2 100 m 深度处,次生孔隙的发育程度最高。中央隆起带次生孔隙从 1 600 m 以下均较发育,但在 1 850~ 2 500 m 最发育。南部缓坡带总体上主要发育于 1 900~ 2 600 m。从该深度数据可以看出,由北向南次生孔隙发育的深度有增大趋势,但发育程度明显减弱。

这主要是由:(1)不同地区所处的构造背景的不同而导致储集体成因类型、古地温、有机质成熟演化的差异;(2)与生油凹陷和断裂带的距离的不同所引起的。

2 次生孔隙的成因

2.1 碳酸盐溶蚀

根据镜下铸体薄片观察,大部分次生孔隙是由粒间碳酸盐胶结物溶蚀产生的,被溶蚀的碳酸盐有成岩早期形成的方解石和成岩晚期铁方解石和铁白云石(图 3)^[5~ 7]。

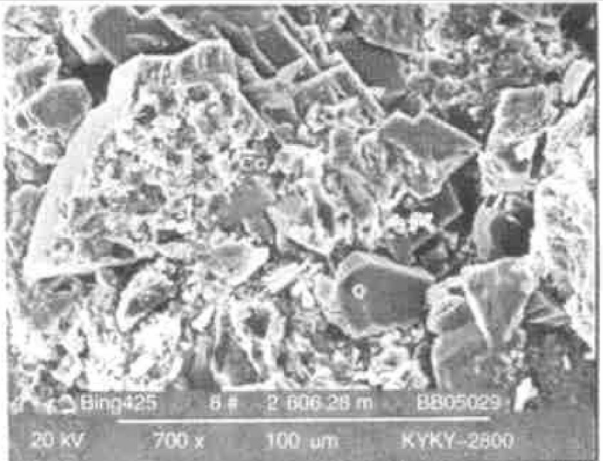


图 3 东营凹陷下第三系碳酸盐的溶蚀
(滨 425 井, 2 606 m, 沙河街组三段)

Fig. 3 Solution of Paleogene carbonates in Dongying Sag
(Bin 425 well, 2 606 m, Es₃)

从孔隙度和渗透率与碳酸盐含量之间的关系可以看出,次生孔隙的形成主要与碳酸盐胶结物的溶蚀有关。孔隙度和渗透率与碳酸盐含量之间

具有良好的对应关系。高孔高渗深度恰好对应碳酸盐含量低的深度段。

例如在次生孔隙较发育的北部陡坡带, 在 1 650~ 2 500 m 次生孔隙发育的深度范围恰好碳酸盐含量很低, 高孔隙度带刚好对应低碳酸盐含量段。根据对滨南、胜坨、利津几个地区孔隙度与深度之间的拟合结果看, 这种对应关系也是极明显的。在这几个地区孔隙度很高的深度段, 恰好碳酸盐含量很低。从孔隙度和渗透率这两个参数与碳酸盐含量之间的相关分析也可清楚看出, 它们与碳酸盐含量之间存在有很明显的负相关关系(图 4), 碳酸盐含量越高物性越差, 碳酸盐含量越低, 物性越好。尤其是当碳酸盐含量低于 15% 以后, 孔隙度、渗透率增加很快。

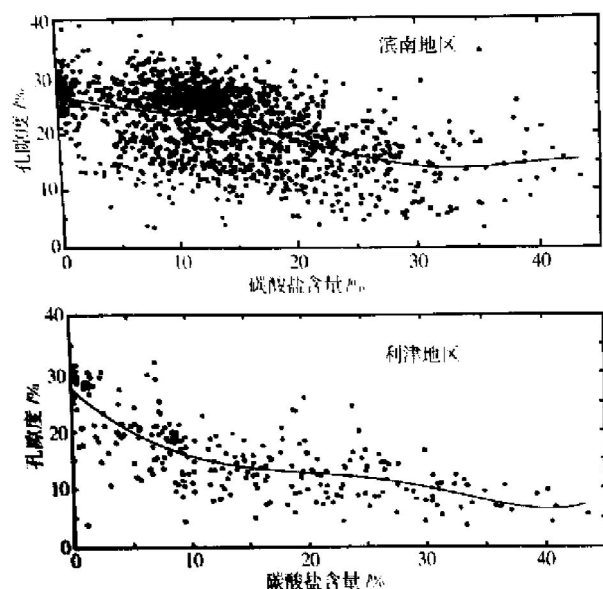


图 4 东营凹陷北部陡坡带滨南、利津地区
孔隙度-碳酸盐含量

Fig. 4 Porosity and carbonate content in Binnan and Lijin areas on the steep slope zone in northern Dongying sag

2.2 长石的溶蚀

从镜下铸体薄片观察, 可看到有部分次生孔隙是由长石(包括斜长石和钾长石)(图 5)、中基性火山喷出岩屑和杂基溶蚀形成的。斜长石的溶解现象在浅埋砂层中即可零星见到, 但主要分布在中深层砂岩中。有的砂层中的斜长石普遍溶解得很强烈, 如胜坨油田的 3- 5- 11 井 2 185.3 m 就是一个典型的例子。被溶的长石往往具有港湾状溶蚀边缘, 有的沿解理缝进行溶解, 形成齿状边缘, 有的中部被溶去而残留下“外壳”, 还有具聚片双晶的斜长石被选择性地溶去其中一组^[6]。这类次

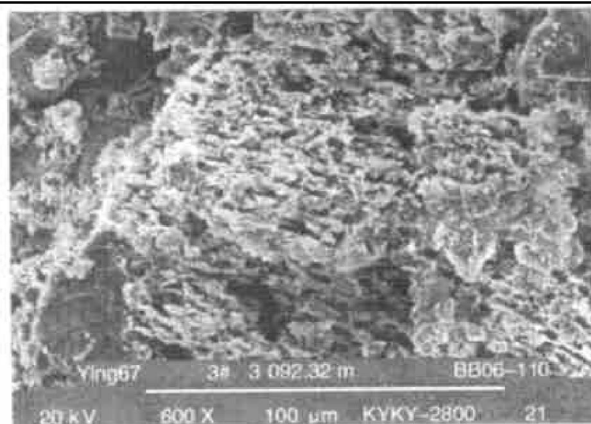


图 5 东营凹陷下第三系浊积扇砂体中
长石的溶蚀(营 67 井 3 082 m, 沙河街组三段)

Fig. 5 The feldspar solution in Paleogene turbidite fan sandstone in Dongying sag(Ying 67well, 3 082 m, Es₃)

生孔隙主要为粒内溶孔、铸模孔、超大孔。钾长石被溶的特征与斜长石类似, 但不如斜长石易见, 且多分布在 3 200 m 以下的深部储层中。从高岭石含量在纵向上的变化规律可以间接地证实这一点。在 1 600~ 2 500 m 的次生孔隙发育深度范围, 高岭石含量异常高, 在 2 000 m 附近, 高岭石的含量可达 70%~ 90%, 而超过 2 600 m 以后, 高岭石的含量很快下降, 平均只有 30% 左右(图 6)。说明在 1 600~ 2 500 m 深度范围有相当部分的长石发生了溶蚀作用, 尔后转化为自生高岭石。

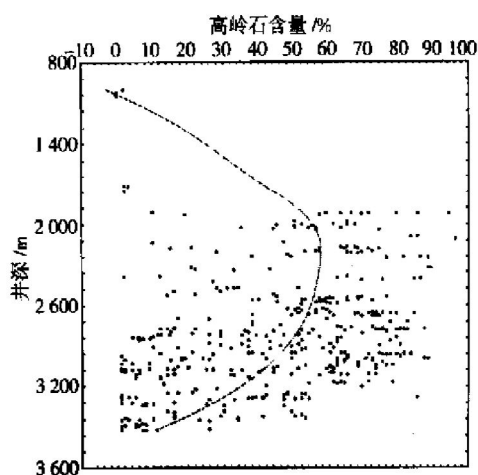


图 6 高岭石含量在垂向上的变化

Fig. 6 The vertical distribution of kaolinite content

另外, 除石英岩屑外, 几乎每种岩屑都见过溶解现象, 其中尤以中基性喷出岩屑的溶解现象最为多见, 这与组成岩屑的长石性质不稳定有关。

2.3 粘土矿物的脱水作用

根据粘土矿物成分在垂向上的变化特征及对

粘土矿物混层比的研究认为,蒙脱石脱出层间水向伊蒙混层和伊利石绿泥石转化的主要深度发生在1 600~2 600 m,与前述次生孔隙出现的深度段一致。由于粘土矿物脱出的层间水矿化度低,这些水进一步促使了碳酸盐和长石的溶蚀作用,因此,可以推测粘土矿物的脱水作用对次生孔隙的形成也有一定贡献。

3 控制因素

(1) 次生孔隙分布纵向受烃源岩成熟时间控制,即与砂体埋藏深度(或地温)有关。平面上受酸性水源区平面位置控制。远离生油中心的地区,次生孔隙一般发育较差。东营凹陷的生油中心位于其北部的利津洼陷,因此北部陡坡带的滨南、利津和胜坨地区比南部缓坡带次生孔隙发育。

(2) 次生孔隙的分布与砂体所处的沉积相带密切相关,即水下沉积砂体的次生孔隙比水上沉积砂体的次生孔隙发育,沉积水动力条件强的相带比水动力条件弱的相带次生孔隙发育。如已发现的胜坨油田的次生孔隙砂体属于三角洲前缘或水下重力流沉积。这类砂体之一侧或周围与下第三系巨厚的暗色生油泥岩接触,这类泥岩含有大量的蒙脱石和有机质,在成岩演化过程中要产生大量的“原生水”、 CO_2 和有机酸,形成溶解能力很强的酸性水溶液,进入邻近的砂体以后,促使碳酸盐矿物和不稳定的硅酸盐矿物溶解,有利于产生次生孔隙。

就岩石类型来说,次生孔隙主要发育在碎屑岩和碳酸盐岩中,东营凹陷是碎屑岩次生孔隙发育区,纵向上集中发育在2 000~3 300 m范围内,空间上与沉积相带有关,分选好的、含不稳定矿物较多的粗粒砂岩中次生孔隙相对发育。

(3) 次生孔隙在构造断裂带附近的砂层中较发育。东营凹陷早第三纪构造活动比较强烈,张

性断层发育。构造活动强烈的地方不仅会使岩石产生裂缝孔隙,而且会形成地下酸性水溶液活动的良好通道。通道附近的砂层在大量地下酸性水溶液的长期影响下,更有机会产生溶解的次生孔隙。已发现的次生孔隙砂体的分布多与断层关系密切,如胜坨油田沙河街组三段上部三角洲前缘砂体,靠近北部断层的3-5-11,3-8-18等井均有次生孔隙发育的砂层。而远离断层的井往往没有次生孔隙发育的砂层,如南部缓坡带次生孔隙就没有北部陡坡带发育(图2),原因就在于南部缓坡带断层不发育。

综上所述,东营凹陷下第三系碎屑岩次生孔隙主要分布在离断层不远、靠近生油洼陷、颗粒较粗、含不稳定组分多、埋深较大且温度较高、异常高压普遍存在的砂层中。富含易溶组分的水下高能沉积砂体(如三角洲、浊积扇等)是形成次生孔隙的基础,粘土矿物转化和有机质热成熟演化生成的大量酸性水溶液是控制溶孔发育的主要因素,有利于酸性水溶液环流的粒间孔隙和开启性断裂是形成大量次生孔隙的必要条件。

参 考 文 献

- 1 李丕龙,姜在兴,马在平. 东营凹陷储集体与油气分布[M]. 北京:石油工业出版社,2000. 1~138
- 2 赵澄林,张善文,袁静,等. 胜利油区沉积储层与油气[M]. 北京:石油工业出版社,1999. 1~147
- 3 武法东,陈建渝,刘从印,等. 东营凹陷第三纪层序地层格架及沉积体系类型[J]. 现代地质,1998,12(4): 559~566
- 4 苗建宇,祝总祺,刘文荣,等. 济阳坳陷砂岩次生孔隙的基本特征及控制因素[J]. 西北大学学报(自然科学版),2000,30(2): 154~158
- 5 钱峰,李淳,李跃,等. 济阳坳陷深层砂岩储层成岩作用及其阶段划分[J]. 石油大学学报(自然科学版),1996,20(2): 6~11
- 6 王允诚. 油气储层评价[M]. 北京:石油工业出版社,1999. 1~89
- 7 袁静,王乾泽. 东营凹陷下第三系深部碎屑岩储层次生孔隙垂向分布及成因分析[J]. 矿物岩石,2001,21(1): 43~47

PORE EVOLUTION AND GENESIS OF SECONDARY PORES IN PALEOGENE CLASTIC RESERVOIRS IN DONGYING SAG

Zhang Qin¹ Zhong Dakang¹ Zhu Xiaomin¹ Song Gang¹
Zhang Shanwen² Cai Jingong²

(1. Dep. of Geoscience, University of Petroleum, Beijing;

2. Research Institute of Geoscience, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong)

Abstract: This paper analyses the type and evolution of primary pores, the genesis of secondary pores and the factors

of controlling their distribution in the Paleogene clastic reservoirs in Dongying sag. Study of various data, including thin section analysis, SEM, cathodoluminescence, poroperm characteristics, carbonate content and other data, shows that the pores in Paleogene clastic reservoirs in Dongying sag experienced the evolutionary process from primary to secondary pores, i. e. those occur at a depth less than 1 650 m are mainly primary pores; those occur between 1 650m and 1 900 m are the combination or coexistence of solution and primary pores, due to the relatively weak solution action; while at a depth of over 1 900 m, solution and cementation would play the main role, which result in to be mainly of secondary pores. In different areas and buried depths, secondary pores appear to have been developed differently: secondary pores mainly develop at a depth of 1 650~ 2 450 m on the steep slope zone in the north, especially best develop at 2 100 m in central uplift zone, secondary pores have a relatively good development at a depth of over 1 600 m, with the best development in the interval of 1 850~ 2 500 m on the gentle slop in the south, secondary pores are generally developed at a depth of 1 900~ 2 600 m. As a whole, the development of secondary pores tends to be deeper and deeper from north to south, but the extent is apparently become weaker and weaker. All these have mainly been affected by the different reservoir facies, paleo-geothermal gradient and organic maturation in different areas, as well as by the distances of the areas from the oil-generating sag and fault zone. The formation of secondary pores has mainly been related with the solution of carbonate and feldspar, and the dehydration of clay minerals; in other words, it is the result of inorganic diagenesis and the soluble constituents to be dissolved by the carbon dioxide and organic acid during the organic maturation. According to thin section observation, most secondary pores have been formed from the dissolution of intergranular carbonate cement, which has been proved by the negative correlation between porosity & permeability and carbonate content. The dissolved carbonate materials consist of calcites formed in early diagenesis and ferrocalcite & ferrodolomite formed in late diagenesis. Part of secondary pores has been created by the dissolution of feldspars (including plagioclase and potash feldspar) and lithoclasts of intermediate-basic volcanic rocks. In addition, the main depth that montmorillonite to be dehydrated its interlayer water and to be transformed into mixed-layer illite& montmorillonite and chlorite is consistent with the depth interval of secondary pores. The low salinity of interlayer water dehydrated from clay minerals contributes to the further solution of carbonate and feldspar. Secondary pores of clastic reservoirs in the study area have the following distribution characteristics. (1) Secondary pores have been controlled vertically by the time of source rock maturation, i. e. have been controlled by the burial depth(or geotemperature) of sandstones. (2) Secondary pores have been controlled horizontally by the location of sources acidic water. Secondary pores are less developed in the areas far from the oil-generating center. The oil-generating center has been located in Lijin depression in the northern part of Dongying sag, so secondary pores have better development in Binan, Lijin and Shengtuo areas on the steep slope zone in the north than those on gentle slope zone in the south. (3) Secondary pores are closely related to the sedimentary facies zone, i. e. sandstones deposited in subaqueous environment (strong hydrodynamic condition) have better development of secondary pores than those deposited in terrestrial environment (weak hydrodynamic condition). (4) Secondary pores are more developed in the sandstones near the fault zone. Strong movement of fault would not only produce fissures in the sandstones, but would also become good pathways of acidic water. The sandstones near the pathways have long been affected by acidic water, so there have been more opportunities to be dissolved into secondary pores. For example, the steep slop zone in the north has better development of secondary pores than the gentle slope zone in the south has, because there are more faults on the steep slope zone.

Key words: clastic reservoir rock; pore type and its evolution; genesis of secondary pores; Dongying sag