

惠民凹陷古近系碎屑岩次生孔隙纵向分布规律

张莉^{1,2}, 朱筱敏², 钟大康², 崔可平³

1. 中国石油大学资源与信息学院沉积储层重点实验室, 北京 102249
2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007
3. 中油测井技术服务有限责任公司测井事业部, 北京 100068

摘要: 为了在油气勘探的过程中更加准确地预测有效储层的分布, 根据铸体薄片、扫描电镜、碳酸盐含量、镜质体反射率、粘土矿物以及储层物性等数据, 研究了惠民凹陷古近系砂岩次生孔隙的纵向分布规律。在小于 1 400 m 的深度, 砂岩的孔隙主要为压实和胶结之后的原生粒间孔隙; 在埋深超过 1 400 m 以后开始出现少量次生孔隙, 在 1 400~1 500 m 深度范围形成原生孔隙与次生孔隙并存的混合孔隙带; 超过 1 500 m, 大量的次生孔隙出现在 1 500~2 300 m 和 2 700~4 000 m 的 2 个深度段。所收集的砂岩孔隙度和渗透率数据在纵向上的变化关系也间接证实了这一点。次生孔隙主要为长石溶蚀成因, 碳酸盐胶结物溶蚀是次要的。在次生孔隙发育带内, 惠民凹陷烃源岩演化产生大量有机酸和泥岩中的粘土矿物迅速脱水是产生溶蚀作用形成次生孔隙的直接原因。

关键词: 次生孔隙; 成因分析; 纵向分布; 惠民凹陷。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2007)02-0253-07

收稿日期: 2006-05-30

Vertical Distribution of Secondary Pores in Paleogene Sandstones in Huimin Depression and Its Genesis Analysis

ZHANG Li^{1,2}, ZHU Xiao min², ZHONG Da kang², CUI Ke ping³

1. Key Lab of Sedimentary and Reservoir, Faculty of Resources and Information Technology, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Petro China, Langfang 065007, China
3. Wireline Logging Department, China National Logging Corporation, Beijing 100068, China

Abstract: This paper mainly discusses the vertical distribution of secondary pores in Paleogene sandstones in Huimin depression based on the thin section, SEM, carbonate contents, vitrinite reflectance, clay minerals and reservoir property data in order to make a more precise prediction on the distribution of effective reservoirs in the process of gas exploration. Thin section and SEM observation show that the pores in sandstones are mainly primary pores preserved after being compacted at a depth of less than 1 400 m. There are a few secondary pores at a depth of more than 1 400 m, then comes mixed pore zones, characterized by the coexistence of primary and secondary pores in a depth range of 1 400–1 500 m; a large number of secondary pores occurred at two depth ranges of 1 500–2 300 m and 2 700–4 000 m. The vertical variation pattern of all porosity and permeability data we have collected can also confirm such evolution. It is found from thin section and SEM data that secondary pores mainly formed by feldspar dissolution, then by carbonate cement dissolution. The vertical distribution of authigenic kaolinite and carbonate cements can also confirm it. At the two depth ranges where secondary pores are well developed, feldspar dissolution resulted in the increase of authigenic kaolinite and large amounts of quartz overgrowth, while the amount of carbonate cements has no obvious change. The phenomena of feldspar being dissolved and no or only traces of carbonate cement being dissolved are determined by free energy of chemical reaction between organic acid and feldspar or car-

基金项目: 国家“十五”重大科技攻关项目(No. 2001BA605A09)。

作者简介: 张莉(1976-), 女, 石油大学(北京)2003级博士研究生, 现就职于中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 主要从事储层评价及油气成藏机理与分布规律方面的研究工作。E-mail: zhangli@163.com

bonate cement. Dissolution of feldspar in organic acid is characterized by relatively low chemical energy, but for carbonate cement, that is quite higher. The distribution of secondary pores is closely related to the evolution of source rock and diagenetic evolution of sandstones. In addition, at the 1 400 – 4 000 m depth range, the interlayer water was rapidly dehydrated from the clay minerals in mudstones which is directly responsible for further corrosion in sandstones.

Key words: secondary pores; vertical distribution; genesis analysis; Huimin depression.

0 引言

惠民凹陷位于渤海湾盆地济阳坳陷西部,属中国东部裂谷系渤海湾裂谷盆地中的一个次级半地堑构造盆地,轴向北东东.其南邻鲁西隆起,北邻埕宁隆起,东西两侧分别为东营凹陷和临清坳陷,凹陷东西长 130 km,南北宽 35 ~ 70 km,面积约 6 500 km² (赵澄林等, 1999; 姜在兴和操应长, 2000). 早古近纪长期接受沉积,在北部陡坡带形成了近岸水下扇和扇三角洲沉积为主的沉积体系;南部缓坡带形成以三角洲为主的沉积体系;凹陷中心地带主要为浊积扇和滨浅湖滩坝沉积体系(信全麟等, 1998; 赵澄林等, 1999; 姜在兴和操应长, 2000; 赵密福等, 2001). 前人曾对这些沉积体系中的砂岩储层的特征作过一定程度研究(杨剑萍和姜在兴, 1998; 陈世悦和杨剑萍, 2000; 杨剑萍, 2000; 赵密福等, 2001; 张勇, 2001; 操应长等, 2002; 胡文瑞等, 2006),但系统讨论砂岩储层次生孔隙的纵向分布规律的文章少见. 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,较系统地讨论了惠民凹陷古近系碎屑岩储层次生孔隙的成因及纵向分布.

1 次生孔隙分布

根据对惠民凹陷北部陡坡带、中央隆起带和南部斜坡带所有孔隙度数据与埋藏深度进行的 5 次多项式拟合结果,发现当砂岩埋深达 1 400 m 时,孔隙度开始偏离正常压实趋势线,这种偏离一直延续到 4 000 m 左右(图 1),这说明有新的孔隙形成. 根据铸体薄片和扫描电镜分析,新生成的孔隙主要为长石(包括斜长石和钾长石)溶蚀而形成. 纵向上明显的孔隙度和渗透率增大段出现在 1 500 ~ 2 300 m 和 2 700 ~ 4 000 m 这 2 个深度段,但在不同的地区有一些差异,尤其是第二次生孔隙带,在惠民凹陷北部大约为 2 800 ~ 3 900 m,中部为 2 700 ~ 4 000 m,而在南部为 2 700 ~ 3 500 m. 在第一次生孔隙发育带内,孔隙度最大可达 40%,平均在 35%左右,南部和中部次生孔隙比北部发育,物性也比北部好. 在第二次生孔隙发育带内,孔隙度最大可达 25%(3 500 m),平均在 14%左右,北部和中部的次生孔隙的变化趋势较一致,南部在浅于 3 500 m 的深度,物性比北部和中部好,而超过 3 500 m 后,物性比北部和中部差.

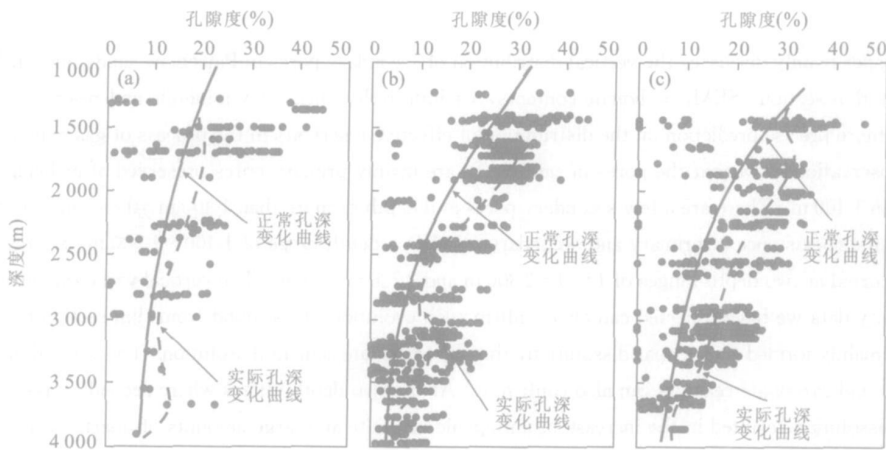


图 1 惠民凹陷不同地区次生孔隙垂向分布

Fig. 1 Vertical distribution of secondary pores in different areas in Huimin depression

a. 北部陡坡带; b. 中央隆起带; c. 南部斜坡带

2 次生孔隙纵向分布与成岩演化的关系

惠民凹陷次生孔隙的上述分布特征与砂岩的成岩演化历史密切相关。根据惠民凹陷粘土矿物混层比的变化研究认为,该地区砂岩埋藏下来以后经历了早成岩A期、早成岩B期和中成岩A期3个阶段(图2)。

在埋深小于1400 m时,岩石基本上处于早成岩A期。根据区域地质背景资料,惠民凹陷的古地温梯度为 $3.56^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,常年地表温度取 14.5°C ,则当埋藏深度 $<1400\text{m}$ 时,古地温为 66.7°C , $R_0 < 0.35$,有机质未成熟,岩石处于弱固结状态,孔隙以原生为主,成岩作用主要为机械压实作用和少量的早期方解石胶结,粘土矿物以蒙脱石为主,混层矿物的混层比 $>70\%$ (图2)。

当砂岩埋深介于1500~1900 m时,岩石进入早成岩B期,此时古地温为 $64.4\sim 96.4^{\circ}\text{C}$, $R_0 = 0.35\sim 0.50$,有机质半成熟,孔隙为原生-次生混合孔隙,既有胶结作用如石英次生加大、碳酸盐沉淀,也有溶蚀作用,如长石溶蚀,粘土矿物以无序混层为主,混层矿物的混层比为 $50\%\sim 70\%$ 。

当埋深介于2300~2800 m之间时,岩石处于中成岩A₁亚期。古地温 $96.4\sim 114.2^{\circ}\text{C}$, $R_0 = 0.50\sim 0.80$,有机质成熟,孔隙以次生为主,溶蚀发育,粘土矿物迅速脱出层间水,形成以有序混层为主的混层矿物,混层比为 $35\%\sim 50\%$ 。

在埋藏深度 $>2800\text{m}$ 时,岩石进入中成岩A₂亚期,古地温 $>114.2^{\circ}\text{C}$, $R_0 = 0.80\sim 1.30$,有机质成熟,孔隙仍以次生为主,成岩作用有长石溶蚀、晚

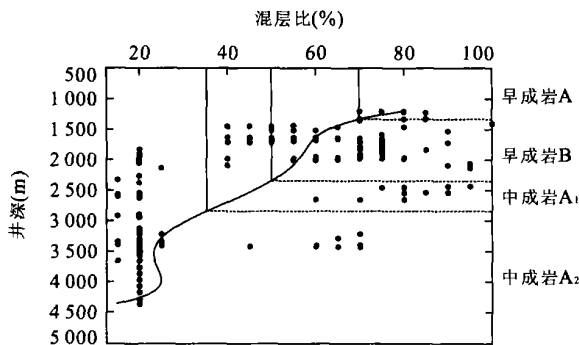


图2 惠民凹陷粘土矿物混层比变化与成岩阶段划分

Fig. 2 Ratio change of the mixed layer clay mineral in

Huimin depression and its diagenetic stage division

©1994-2015 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. <http://www.cnki.net>

期碳酸盐胶结、石英次生加大、伊利石绿泥石胶结作用,粘土矿物继续脱出层间水,形成有序混层矿物,混层比为 20% 左右。

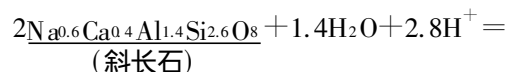
从上述分析可以看出,惠民凹陷砂岩埋深在1400 m时开始进入早成岩B期,一直延续到2300 m,与前述1500~2300 m的第一次生孔隙发育深度段一致,说明砂岩第一次生孔隙的形成与早成岩B阶段有较好的对应关系;从2300 m开始,惠民凹陷砂岩开始进入中成岩A期,并一直延续到4000 m深度左右,正好对应了前述2700~4000 m的第二次生孔隙发育深度段,说明砂岩第二次生孔隙带的形成与中成岩A对应关系良好。

3 次生孔隙的成因

惠民凹陷次生孔隙的形成主要与长石的溶蚀有关,碳酸盐胶结物溶蚀产生的次生孔隙是次要的。证据有:首先在镜下可以明显地看到长石溶蚀成蜂窝状,同时出现石英次生加大和自生高岭石沉淀,而碳酸盐胶结物基本上没有受到影响(图3)。在第一次生孔隙发育段内,由于长石溶蚀产生的石英次生加大较弱,所形成的自生高岭石的结晶程度较低。如盘45井沙四段滨浅湖沉积细砂岩,埋深仅为1800~2450 m,其溶蚀便属这种情况(图3a, 3b)。随着埋藏深度增加,长石的溶蚀程度增高,石英次生加大的级别与自生高岭石的结晶程度也增高,有时在粒间出现自生的石英小晶体。如埋深在2000~2500 m的商641井,田11-5井和埋深在3000 m左右的临10-1井(图3c-3h)。

第二,在纵向上高岭石含量的变化规律也间接地证明惠民凹陷次生孔隙的形成与长石溶蚀有关。据图4a可以看到,高岭石的分布在纵向上存在2个峰,这2个峰在深度上分别与2个次生孔隙发育带对应。说明在次生孔隙发育深度范围内,有大量的长石发生了溶蚀作用,然后转化为自生高岭石。这种现象应该与有机质演化所释放出来的有机酸和粘土矿物迅速脱水有关。

长石在有机酸的作用下发生溶解的过程中,最常见的反应是形成自生高岭石和石英,其反应方程式如下:



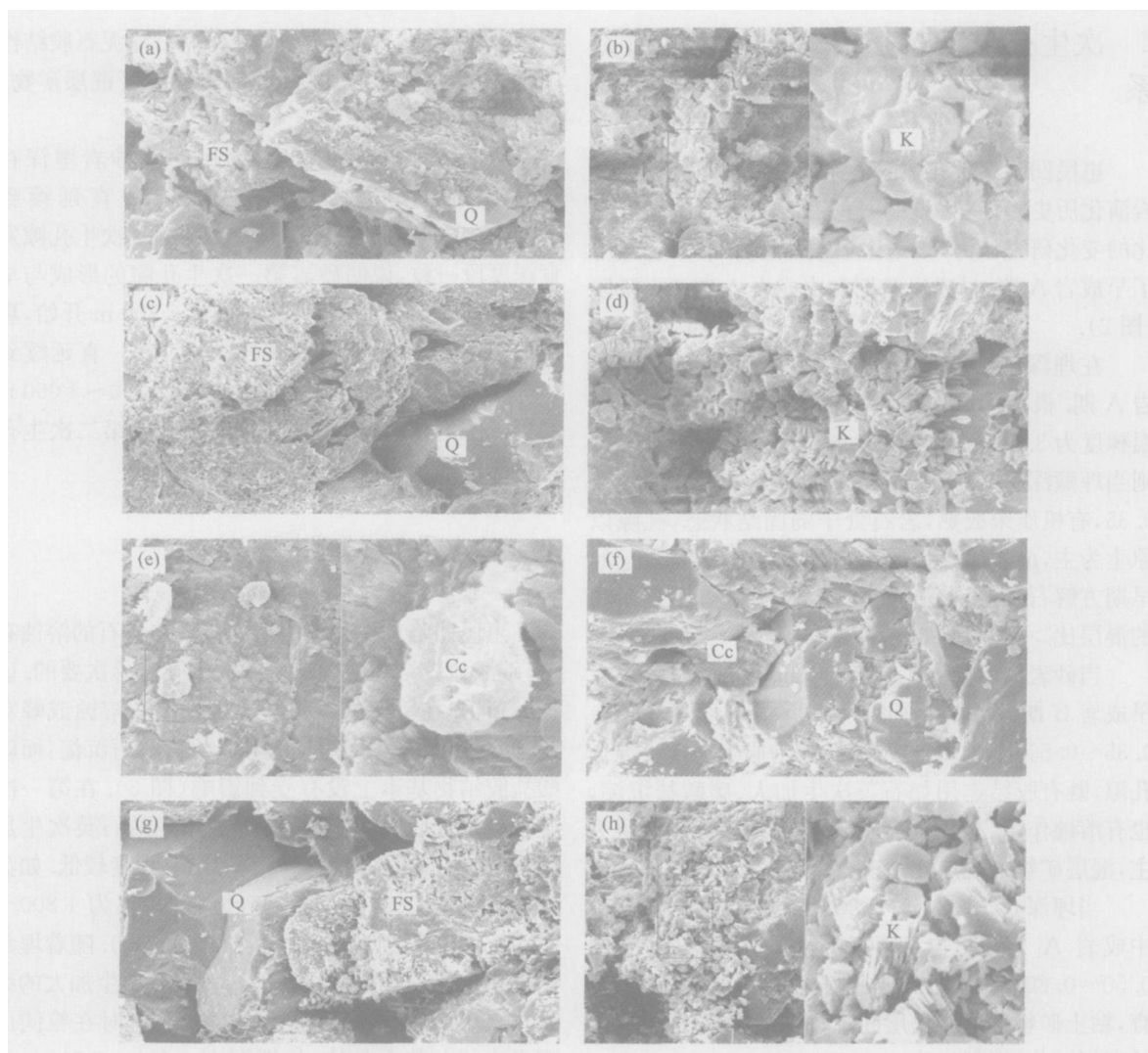
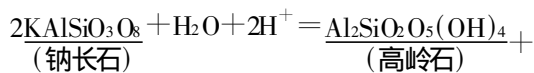
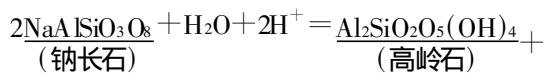
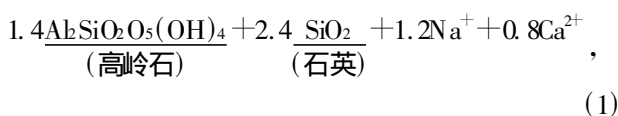


图 3 惠民凹陷砂岩的溶蚀特征(扫描电镜)

Fig. 3 Solution characteristics of sandstones in Huimin depression

a 和 b. 盘 45 井, 1 889.44 m, $\times 600$; c. 商 641 井, 2 467.36 m, $\times 300$; d. 商 641 井, 2467.36 m, $\times 800$; e. 田 11-5 井, 2 274.62 m, $\times 700$; f. 临 10-1 井, 3 153.3 m, $\times 650$; g. 临 10-1 井, 3 071.4 m, $\times 400$; h. 临 10-1 井, 3 071.4 m, $\times 500$



由于有机酸对 Al^{3+} 离子有较强的络合能力, 从铝硅酸盐中溶解出来的 Al^{3+} 将以络合物的形式随

孔隙流体迁移, 而 Si^{4+} 则以胶体形式迁移, 从而保证铝硅酸盐的不断溶蚀. 其中 Al 络合物以自生高岭石的形式沉淀, Si 胶体以 SiO_2 的形式在石英颗粒表面产生次生加大(图 3a).

据前人研究, 惠民凹陷烃源岩大约在埋深 2 500 m 时进入生烃门限(朱芒征和陈建渝, 2002), 有机质开始大量向烃类转化, 并产生大量有机酸, 引起了长石的溶蚀和自生高岭石沉淀以及石英次生加大, 同时产生大量次生孔隙. 但是由于惠民凹陷主要发育低压型复式地温-地压系(刘震等, 2005), 在这样的温-压系统内, 区域动力相对较弱, 有机酸生成以后不能长距离运移, 从而导致溶蚀作用发生局限.

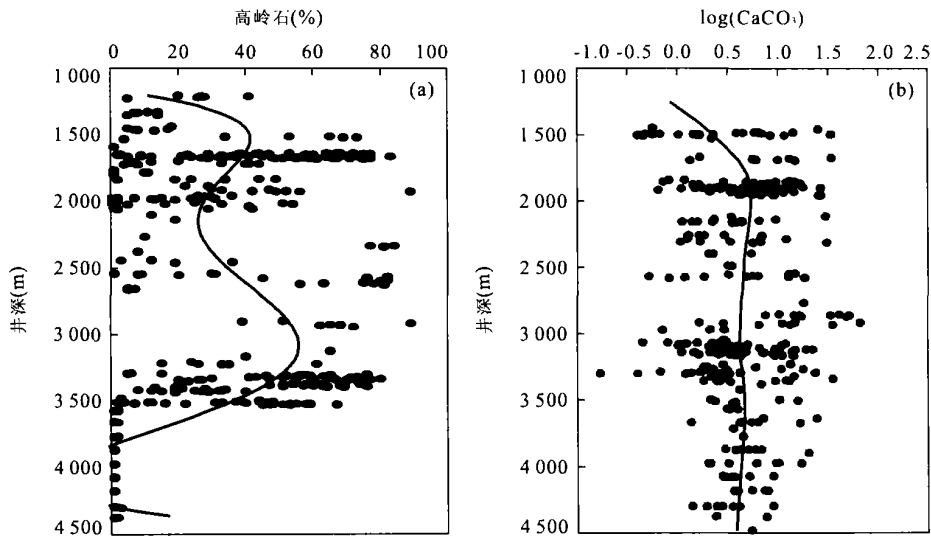


图 4 惠民凹陷古近系砂岩中自生高岭石 (a) 和碳酸盐胶结物 (b) 的纵向分布

Fig. 4 Vertical distribution of authigenic kaolinite (a) and carbonate cement (b) in paleogene sandstones in Huimin depression

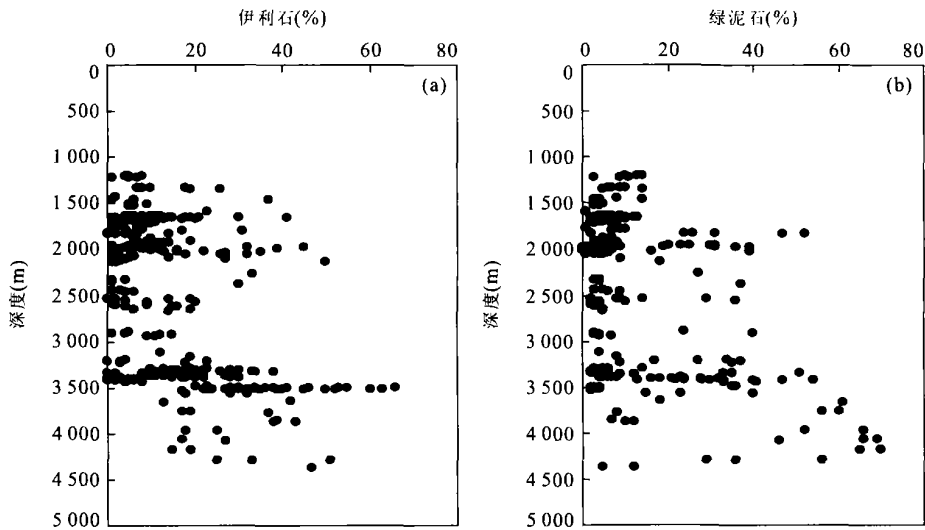


图 5 惠民凹陷伊利石 (a)、绿泥石 (b) 与深度关系

Fig. 5 Plot of illite (a) and chlorite (b) versus depth in Huimin depression

随着埋藏深度的不断增加和烃类的持续转化, 地层压力逐渐增大, 在埋藏深度超过 2 700 m 以后, 有机酸得以大规模运移, 并大量溶蚀, 形成第二次生孔隙带。

但是惠民凹陷第一次生孔隙带埋藏深度较浅, 远小于烃源岩生油门限的埋藏深度, 这可能与烃源岩演化早期产生的短链羧酸有关。Carothers and Kharaka(1978)深入地研究了油田水中有机酸特别是短链羧酸对砂岩的溶解作用, 进一步确证了有机酸在砂岩的溶蚀及次生孔隙形成中的重要作用, 并认为: 对于长石类铝硅酸盐, 在短链羧酸控制溶液酸

碱度的条件下, 无论是高 P_{CO_2} (CO_2 分压), 还是低 P_{CO_2} , 只要短链羧酸多于碳酸都利于溶蚀作用。Surdam *et al.* (1984) 还深入研究了有机酸对砂岩成岩作用的影响, 并指出埋藏温度 $80 \sim 120 \text{ }^\circ\text{C}$ 是砂岩成岩作用的重要阶段。古地温在 $60 \sim 140 \text{ }^\circ\text{C}$ 是干酪根热离解形成短链羧酸的主要阶段, $75 \sim 90 \text{ }^\circ\text{C}$ 是短链羧酸浓度最大时期。惠民凹陷在埋深为 1 400 m 的时期, 古地温即超过 $60 \text{ }^\circ\text{C}$, 在 1 400 ~ 2 300 m 埋深区间, 对应的古地温区间为 $64.4 \sim 96.4 \text{ }^\circ\text{C}$, 正好涵盖了短链羧酸浓度最大的时期。合理的解释了第一

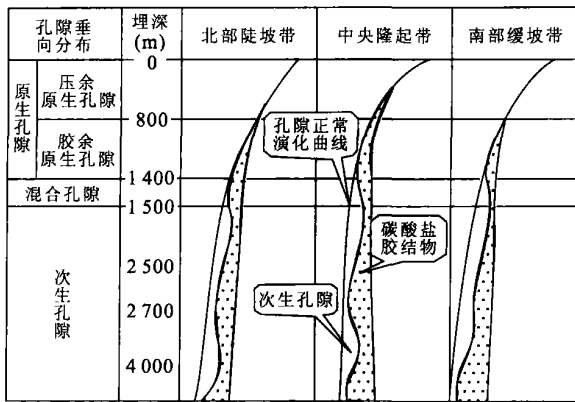


图 6 惠民凹陷不同地区孔隙垂向演化与分布

Fig. 6 Vertical evolution and distribution of pores in Huimin depression

次生孔隙发育带的成因.

此外,根据对惠民凹陷粘土矿物混层比的研究发现,在深度小于 1400 m 的地方,混层比都很高,基本全部超过 70%,而在 1400 m 的深度之后,粘土矿物混层比开始减少,到 3500 m 深度时,混层比几乎全部降至 20% 以下(图 2). 与此对应地,在混层比减小的同时,伊利石和绿泥石含量却在不断增高(图 5). 说明在埋藏过程中有大量的蒙脱石不断向伊利石和绿泥石转化. 综合这 2 方面的数据可以认为,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 1400~4000 m 范围,与前述次生孔隙出现的深度段一致. 说明粘土矿物迅速脱出的低矿化度层间水进一步促使了长石和岩屑的溶蚀.

第三,在上述次生孔隙发育带内,该深度段碳酸盐胶结物含量却并不发生明显变化(图 4b),镜下也发现碳酸盐矿物的溶蚀不如长石的溶蚀易于观察,这些也间接说明次生孔隙的形成主要为长石溶蚀,碳酸盐的溶蚀对次生孔隙的贡献不大.

为什么在次生孔隙发育深度段内溶蚀的对象是长石而不是碳酸盐胶结物? 根据有机酸对长石和碳酸盐作用的化学反应自由能大小不难得出结论: 有机酸溶蚀长石的化学能较低(Meshi, 1991), 其中以斜长石中的钙长石最低,反应自由能为 $\Delta G = -154.49 \text{ KJ/mol}$, 其次是钾长石, $\Delta G = -17.92 \text{ KJ/mol}$; 然后是有机酸对碳酸盐胶结物的溶蚀, $\Delta G = 46.89 \text{ KJ/mol}$. 因此惠民凹陷古近系砂岩储层中的溶蚀作用以长石为主,碳酸盐次之.

4 次生孔隙纵向演化规律

根据研究区砂岩成岩演化序列、次生孔隙成因与纵向分布特点认为,本区原生孔隙主要分布在浅于 1400 m 的深度范围,从 1400~1500 m 为原生和次生混合孔隙,超过 1500 m 以后,基本上以次生孔隙为主(图 6). 在不同地区次生孔隙发育程度略有差异,相比而言,南部和中部次生孔隙比北部发育,物性也比北部好.

References

- Cao, Y. C., Jiang, Z. X., Li, C. H., et al., 2002. Sequence stratigraphy and depositional evolution of the member 3 of Shahejie Formation in the western Huimin depression, Shandong Province. *Journal of Palaeogeography*, 4(3): 40-45 (in Chinese with English abstract).
- Carothers W. W., Kharaka, Y. K., 1978. Aliphatic acid anions in oil field waters—Implication for origin of natural gas. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 62: 2441.
- Chen, S. Y., Yang, J. P., 2000. Sedimentary characteristics of two kinds of beach bars of Palaeogene Shahejie Formation in western Huimin depression, China. *Coalfield Geology and Exploration*, 28(3): 1-4 (in Chinese with English abstract).
- Hu, W. X., Zhu, D. Y., Chen, Q. C., et al., 2006. A new method for flow unit division and its application in Lin nan oilfield. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 32(2): 191-209 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z. X., Cao, Y. C., 2000. Research on sequence stratigraphy and sedimentology of sandbody—Take Huimin depression, Shandong Province for example. Geological Publishing House, Beijing, 6 (in Chinese).
- Liu, Z., Dai, L. C., Zhao, Y., et al., 2005. Characteristics of geotemperature pressure systems and their controlling functions on pools distribution in the Jiyang depression. *Chinese Journal of Geology*, 40(1): 1-15 (in Chinese with English abstract).
- Meshi, I. D., 1991. The reactivity of carbonic acid and organic acid and the forming of secondary pore. In: Reservoir geochemistry, translated by Mei, B. W., Northwest University Press Xi'an, 134-143 (in Chinese).
- Surdam, R. C., Boese, S. W., Crossey, L. J., 1984. The chemistry of secondary porosity. In: McDonald, D. A., Surdam, R. C., eds., *Clastic diagenesis*. Am. Assoc. Pet.,

37: 127 - 149.

- Xin, Q. L., Zheng, Q., Zhu, X. M., et al., 1998. Research of seismic facies and sedimentary facies in western Huimin depression. *Acta Petrolei Sinica*, 9(3): 19 - 27 (in Chinese with English abstract).
- Yang J. P., 2000. Storm deposits in the upper part of the third section of Shahejie Formation of Paleogene system in western central uplift belt of Huimin depression. *Journal of China University of Petroleum*, 24(1): 26 - 29 (in Chinese with English abstract).
- Yang J. P., Jiang, Z. X., 1998. Flood overlake deposits in the lower forth member of the Oligocene Shahejie Formation in western Huimin depression. *Journal of China University of Petroleum*, 22(4): 21 - 24 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Y., 2001. Turbidites of Palaeogene Shahejie Formation in western Huimin depression of Shengli oilfield, Shandong Province. *Acta Geoscientia Sinica*, 22(1): 43 - 48 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, C. L., Zhang S. W., Yuan, J., et al., 1999. Sedimentary reservoir versus oil and gas. Petroleum Industry Press, Beijing, 10 (in Chinese).
- Zhao, M. F., Xin Q. L., Liu, Z. R., et al., 2001. Distribution rules of fluxoturbidite in the Linnan sag of the Huiming depression and their control factors. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 8(5): 14 - 17 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, M. Z., Chen, J. Y., 2002. Hydrocarbon generating threshold of the source rocks in Palaeogene of Linnan subsag in Huiming sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 9(2): 35 - 37 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 操应长, 姜在兴, 李春华, 等, 2002. 山东惠民凹陷中央隆起带古近系沙三段层序地层及沉积演化. *古地理学报*, 4(3): 40 - 45.
- 陈世悦, 杨剑萍, 2000. 惠民凹陷西部下第三系沙河街组两种滩坝沉积特征. *煤田地质与勘探*, 28(3): 1 - 4.
- 胡文馨, 朱东亚, 陈庆春, 等, 2006. 流动单元划分新方案及其在临南油田的应用. *地球科学——中国地质大学学报*, 32(2): 191 - 209.
- 姜在兴, 操应长, 2000. 砂体层序地层及沉积学研究——以山东惠民凹陷为例. 北京: 地质出版社, 6.
- 刘震, 戴立昌, 赵阳, 等, 2005. 济阳拗陷地温 - 地压系统特征及其对油气藏分布的控制作用. *地质科学*, 40(1): 1 - 15.
- Meshi, I. D., 1991. 论碳酸与有机酸的反应能力和次生孔隙的形成. 见: 储层地球化学. 梅博文译. 西安: 西北大学出版社, 134 - 143.
- 信全麟, 郑清, 朱筱敏, 等, 1998. 惠民凹陷西部沙三段地震相与沉积相研究. *石油学报*, 9(3): 19 - 27.
- 杨剑萍, 2000. 惠民凹陷中央隆起带西部下第三系沙河街组三段上部的风暴重力流沉积. *石油大学学报(自然科学版)*, 24(1): 26 - 29.
- 杨剑萍, 姜在兴, 1998. 惠民凹陷下第三系湖相沉积密集带特征. *石油大学学报(自然科学版)*, 22(4): 21 - 24.
- 张勇, 2001. 惠民凹陷西部早第三纪沙河街组油积扇及砂岩体沉积特征研究. *地球学报*, 22(1): 43 - 48.
- 赵澄林, 张善文, 袁静, 等, 1999. 胜利油区沉积储层与油气. 北京: 石油工业出版社, 10.
- 赵密福, 信全麟, 刘泽容, 2001. 惠民凹陷临南洼陷滑塌油积岩分布规律及其控制因素. *油气地质与采收率*, 8(5): 14 - 17.
- 朱芒征, 陈建渝, 2002. 惠民凹陷临南洼陷下第三系烃源岩生烃门限. *油气地质与采收率*, 9(2): 35 - 37.