

# 惠民凹陷古近系砂岩储层物性控制因素评价

张莉<sup>1,2</sup>, 朱筱敏<sup>1</sup>, 钟大康<sup>1</sup>, 崔可平<sup>3</sup>

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公司 测井事业部, 北京 100068

**摘要:**影响惠民凹陷古近系砂岩储集层物性主要因素有沉积条件、压实、碳酸盐胶结和溶蚀作用。沉积条件对物性的影响主要表现在对原生孔隙的发育程度和对溶蚀、胶结等成岩作用的控制方面; 压实作用对孔隙度的影响主要表现在埋藏早期或碳酸盐胶结程度低的阶段, 埋深每增加1 000 m, 孔隙度降低约8%~9%; 胶结作用对储集层性质影响与成岩演化阶段有关, 成岩演化程度越高, 胶结对物性的影响越大; 溶蚀作用对储集层性质改善很大, 产生的次生孔隙最大可达20%。溶蚀作用在宏观上受区域构造背景和生油洼陷平面位置控制, 断层较发育和临近生油中心(临南洼陷)的南部斜坡带和中央隆起带溶蚀最发育; 微观上受岩石的粒度、分选及杂基含量控制, 粒度越粗、分选越好、杂基越少的砂岩溶蚀作用越强。

**关键词:**惠民凹陷; 储层物性; 控制因素

**中图分类号:** P618.13

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1671-5888(2007)01-0105-07

## Evaluation on Controlling Factors of Paleogene Sandstone Reservoir in Huimin Sag

ZHANG Li<sup>1,2</sup>, ZHU Xiao-min<sup>1</sup>, ZHONG Da-kang<sup>1</sup>, Cui Ke-ping<sup>3</sup>

1. Key Lab of Sedimentary Reservoirs, School of Nature Resources & Information Technology,  
China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development Petro China, Langfang, Hebei 065007, China

3. Logging Department, China National Logging Corporation, Beijing 100068, China

**Abstract:** Paleogene sandstone reservoir quality in the Huimin sag is mainly controlled by its compaction, carbonate cementation, dissolution and depositional environment. The evaluation to these factors suggests that: ①The porosity decreases by 8% to 9% per 1 000 m depth increasing due to compaction at shallow burial depth or during low diagenetic stage; ②The influence of carbonate cementation is related to the diagenetic stages, greater influence is seen at higher diagenetic stages; ③Dissolution plays an important role in controlling the reservoir quality. Secondary porosity from dissolution is up to 20%. However, the dissolution is mainly controlled by the regional tectonic setting and the planar position of the hydrocarbon producing depression, and the dissolution is relatively stronger in the south slope zone nearby the hydrocarbon producing depression and in the middle up-lift zone characterized by faults development. Coarse, well sorted and low matrix sandstones often underwent heavy dissolution.

**Key words:** Huimin sag; reservoir quality; controlling factors

收稿日期: 2006-03-23

基金项目: 国家“十五”重大科技攻关项目(2001BA605A09)

作者简介: 张莉(1976-), 女, 四川南充人, 博士研究生, 主要从事储层评价及油气成藏机理与分布规律方面研究,

E-mail: cli-zhang@163.com.

## 0 前言

惠民凹陷位于渤海湾盆地济阳拗陷西部,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,凹陷东西长 130 km,南北宽 35~70 km,面积约 6 500 km<sup>2</sup>(图 1)<sup>[1]</sup>。

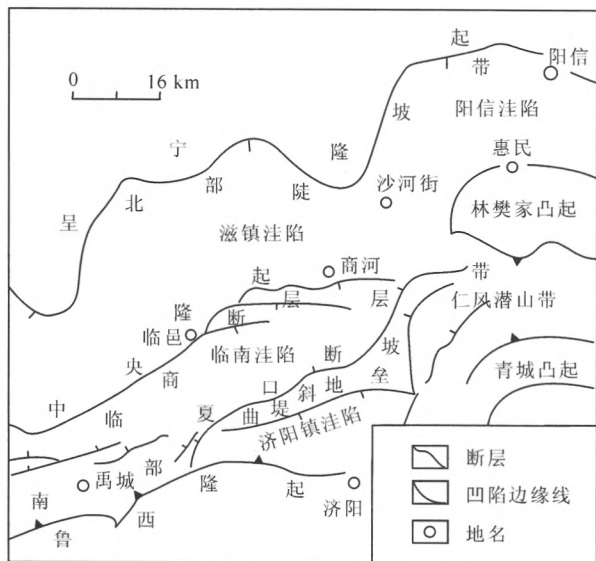


图 1 惠民凹陷构造区划图

Fig. 1 Plot of tectonic province in Huimin sag

根据古近系沉积特征和目的层的构造特征,惠民凹陷大致可划分出北部陡坡带、中央隆起带和南部斜坡带 3 个次级构造单元。在这些不同的构造单元内,古近纪发育了多种不同成因类型的储集岩体,其储集物性存在着很大的差异。

影响砂岩储集层物性的因素非常复杂<sup>[2~7]</sup>。但是具体到某一个盆地或地区,影响因素可能只有为数不多的几种,而且各因素影响程度不同。惠民凹陷古近系砂岩储集层主要形成于河流、三角洲、扇三角洲、滨浅湖及深水浊积扇环境<sup>[8~11]</sup>。笔者根据铸体薄片、阴极发光薄片、扫描电镜、物性和碳酸盐含量等数据,分析了控制惠民凹陷古近系砂岩储集层物性的因素,并对各因素的影响程度进行了评价。

## 1 沉积条件

砂岩储集层的物性数据统计分析表明,不同成因的砂体物性特征不同(图 2):三角洲平原分支河道、(扇)三角洲前缘水下分流河道及河口坝砂体储集物性最好,其次为(扇)三角洲前缘席状砂及滨浅湖滩坝砂体,而近岸水下扇和浊积扇砂体物性相对较差。需要指出的是,这种物性差异并不完全是沉积条件所造成的,而是在很大程度上受控于压实作用和成岩演化程度,表现在:①河道砂体主要发育于埋藏深度较浅的地层中,成岩演化程度低,压实和碳酸盐胶结作用均较弱,因此物性好;②三角洲前缘水下分流河道砂体物性并非都好,埋深小于 2 200 m 的物性好,是因为其主要处于次生孔隙发育带内;而埋深大于 2 200 m 的水下分流河道砂岩因埋深大、碳酸盐胶结作用强、成岩演化程度高,物性很差(图 2);③如果把不同沉积微相的砂体放在大致相近的埋深条件下来讨论,其物性差异不大(图 3)。在 3 020~3 180 m 深度的深度区间(图 3),滨浅湖滩坝、河口坝、席状砂以及浊积扇的孔隙度基本为 10%~22%,渗透率均为(1~200)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,平均值没有明显差异,如孔隙度均值分别为 16%、18%、

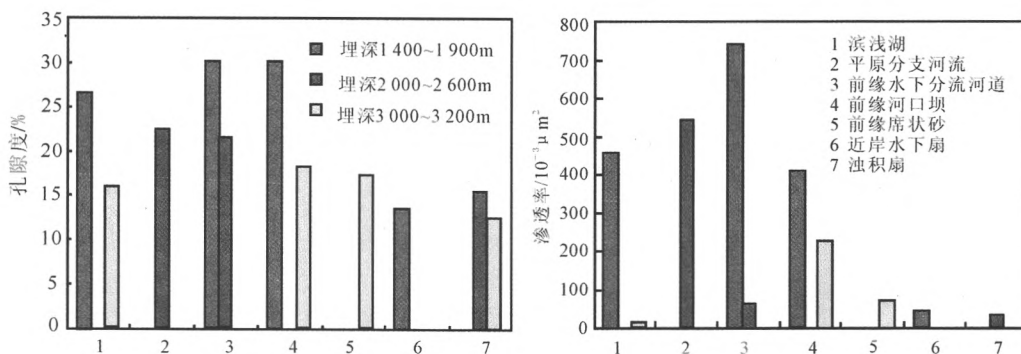


图 2 惠民凹陷古近系不同深度、不同沉积微相砂体物性对比图

Fig. 2 Contrast of sandbody properties in different depth and micro-facies in paleogene Huimin sag

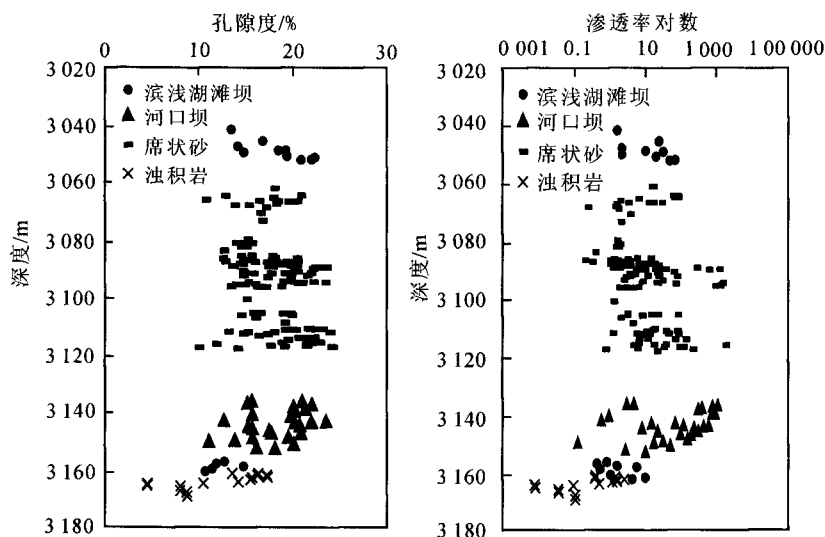


图 3 相近埋深条件下不同沉积微相的物性对比

Fig. 3 Contrast of sand properties in different micro-sedimentary facies with similar buried depth

17%和 12%，。其中浊积岩砂体储集物性相对较差可能和浊积岩本身颗粒粒度较细有关，此外，由于在这几种不同沉积相的砂体中，浊积岩埋藏最深，因此也可能是由于其埋藏深度影响造成物性相对较差。

以上现象均说明沉积条件只是在一定程度上对储层的性质有控制作用，很大程度上受岩石的压实和胶结作用影响。

## 2 压实作用

根据对惠民凹陷不同地区(北部陡坡带、中央隆起带和南部缓坡带)、不同沉积微相(河流、三角洲、滨浅湖、深水浊积扇)储层物性随埋藏深度的变化研究发现，尽管地区、相带、岩石类型不尽相同，次生孔隙分段发育，其储层孔隙度总是随着埋藏深度增加而不断下降，只是在不同的地区、不同的深度段、不同的地质背景条件下，下降速度不同而已(图 4A)，早期压实速度较大，后期较小。同时，根据对惠民凹陷南部斜坡带不同深度下的相同沉积微相的储层物性随埋藏深度的变化研究(图 4B)，相同沉积微相在不同深度储层物性差别明显，埋深越大，物性越差。这些现象说明在储层的埋藏成岩过程中，压实作用对储层性质的影响是绝对的、永恒的。

对惠民凹陷不同区带样品的孔隙度和埋藏深度进行逐步回归分析建立了孔隙度与埋深的回归方程：

北部陡坡带： $\varphi = 24.68 - 0.04h$  (数据较少，误差较大)，

中央隆起带： $\varphi = 42.82 - 0.009h$ ，

南部斜坡带： $\varphi = 41.19 - 0.008h$ ，

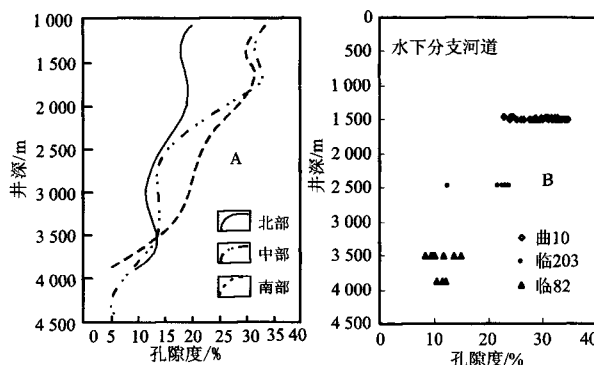


图 4 惠民凹陷砂岩的压实作用对储层物性的影响

Fig. 4 Effect of compaction on sand reservoirs properties in Huimin sag

A. 不同地区砂岩压实作用对物性的影响; B. 相同沉积微相不同深度压实作用对物性的影响

整个惠民凹陷： $\varphi = 42.9 - 0.008h$ 。

其中： $\varphi$  为孔隙度(%)， $h$  为埋深(m)。

从整个惠民凹陷方程可看出：砂岩埋深每增加 1 000 m，孔隙度下降 8%~9%。

## 3 胶结作用

惠民凹陷砂岩的胶结作用以碳酸盐胶结和石英次生加大为主，其次是自生粘土矿物胶结(图 5)。从对储层性质的影响大小来看，碳酸盐和石英次生加大的胶结作用最重要，它使储层的孔隙度和渗透率降低。根据对整个凹陷的碳酸盐含量与物性关系的研究发现，两者之间具有比较明显的负相关关系：孔隙度随着碳酸盐含量的增加呈现出逐渐减小的趋势。当碳酸盐体积分数小于 10%时，孔隙度最大值可超过 40%；当碳酸盐体积分数为 10%~20%时，

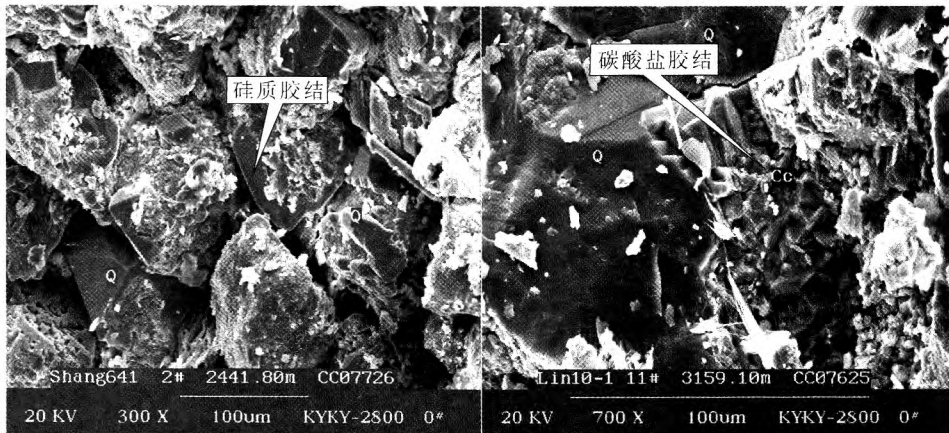


图 5 惠民凹陷胶结作用

Fig. 5 Carbonate and siliceous cementation in Huimin sag

左:商 641 井;右:临 10-1 井

孔隙度最大值不超过 30%；当碳酸盐体积分数大于 20%时，绝大部分孔隙度值小于 20%（图 6）。这说明，碳酸盐的胶结作用对惠民凹陷的储层性质存在着一定的影响。

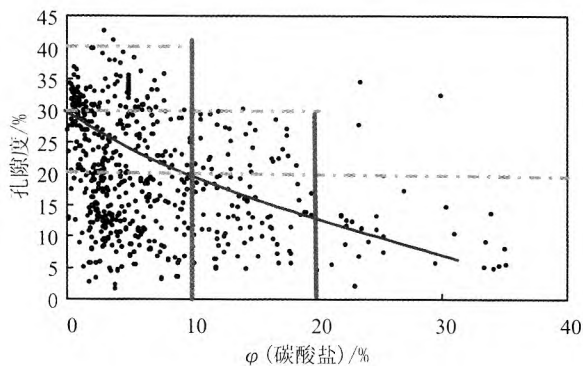


图 6 孔隙度与碳酸盐体积分数之间的关系

Fig. 6 Plot of porosity versus carbonate content

结合碳酸盐胶结物含量，对孔隙度和埋藏深度进行逐步回归分析，建立惠民凹陷孔隙度与埋深、碳酸盐胶结物含量的回归方程为

$$\varphi = 42.9 - 0.0787h - 0.41C_c$$

其中： $\varphi$  为孔隙度（%）， $h$  为埋深（m）， $C_c$  为碳酸盐胶结物含量（%）。

从该方程可以看出，碳酸盐胶结物每增加 1%，孔隙度只减少约 0.4%。说明碳酸盐胶结程度对压实作用的影响存在两面性：碳酸盐胶结物使有效孔隙减少的同时，也有利于孔隙的保存，使相同岩性条

件下碳酸盐胶结程度越高的砂岩，压实减孔率越低。

此外，通过镜下观察发现，惠民凹陷的砂岩储层中，存在着大量自生粘土矿物，以各种形式附着在碎屑颗粒之间，对储层物性产生影响（图 7）。

#### 4 溶蚀作用

本区的溶蚀作用主要表现为长石与部分岩屑的溶蚀，镜下观察碳酸盐的溶蚀作用并不明显。但是在次生孔隙发育深度范围内（深度大于 1 400 m），存在着与次生孔隙对应的低碳酸盐含量段，这间接说明惠民凹陷碳酸盐的溶蚀作用同样对储层产生了影响。

通过次生孔隙的分布研究（另有文章论述，此处不详细展开）发现：中央隆起带次生孔隙度大约在 0%~15%，最大可达 20%；南部斜坡带与中部相近，但分布范围小；北部陡坡带次生孔隙度仅 5%左右，低于前两者。垂向上，溶蚀作用在中央隆起带主要发育于 1 400~2 500 m 和 2 800~4 000 m 两个深度段；在南部缓坡带 1 400~2 400 m 和 2 500~3 600 m 两个深度区间溶蚀作用较发育；北部陡坡带的溶蚀作用不如中央隆起带和南部缓坡带发育。溶蚀作用在宏观上主要受区域构造背景和生油凹陷平面位置的控制，在微观上主要受岩性控制：①惠民凹陷按构造背景分为北部陡坡带、中央隆起带和南部缓坡带。北部陡坡带靠近盆地边界深大断裂，断

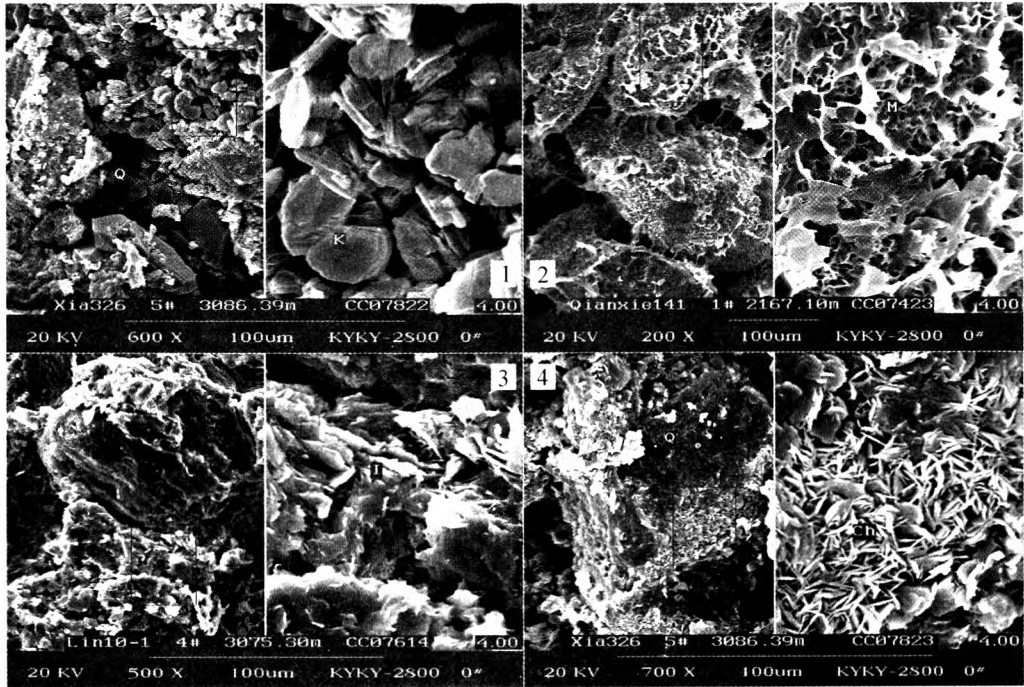


图 7 惠民凹陷粘土矿物分布

Fig. 7 Distribution of clay mineral in Huimin sag

1. 夏 326 井, 粒间充填假六边形片状高岭石(K)、自形自生石英(Q); 2. 钱斜 141 井, 蒙脱石(M)蜂巢状粒表膜状分布; 3. 临 10-1 井, 粒间充填片状伊利石(I); 4. 夏 326 井, 石英(Q)粒表附着似花瓣状绿泥石(Ch)

层下降速度快但断层数量少, 酸性水<sup>①</sup>流动不畅, 因此砂岩的溶蚀作用并不明显。中央隆起带与南部缓坡带由于断裂密集发育, 断层活动具有持续性和长期性, 酸性水活跃, 因此次生孔隙最发育, 且分布范围大, 从 1 300~3 500 m 均发育次生孔隙, 储层物性最好。②次生孔隙的发育与生油中心的位置密切相关。惠民凹陷生油中心为南部的临南洼陷, 与烃源岩相关的酸性水受构造作用形成的断裂控制, 运移到中央隆起带, 故中央隆起带次生孔隙最发育, 其次为南部斜坡带, 北部陡坡带次生孔隙最不发育。③岩性对溶蚀作用也有明显控制, 粒度较大(粗-细砂岩)、分选好、杂基含量低的岩石原生孔隙发育, 酸性流体易于进入储层, 溶蚀作用发育, 物性好。而粒度细(如粉砂岩)、杂基含量高(如泥质砂岩、泥质粉砂岩)的岩石, 由于压实作用或碳酸盐胶结作用使原生孔隙遭受很大破坏, 酸性水难以进入发生溶蚀作用, 因此, 即使是处于次生孔隙发育带内, 其物性也是较差的。中央隆起带 1 300~2 300 m 的次生孔隙发育带内, 盘 42 井以粉细砂岩、细砂岩为主要储集体的层段在消除压实作用的影响以后, 其孔隙度

还明显偏高(图 8), 高出正常值 1%~4%, 镜下观察

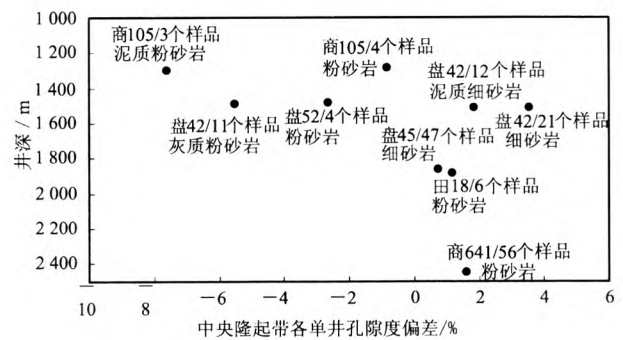


图 8 岩性对溶蚀作用的控制

Fig. 8 Control of lithology on dissolution

溶蚀发育, 长石基本上都被溶蚀了; 而以粉砂岩(盘 52 井, 商 105 井)、泥质粉砂岩(商 105 井)和灰质粉砂岩(盘 42 井)为主的层段, 在消除压实作用以后孔隙度还明显偏低, 这主要是由于长石没有受到溶蚀或溶蚀作用较弱造成的。对南部斜坡带禹 9 井

① 惠民凹陷下第三系含油性研究(内部资料)

2 500~2 600 m 次生孔隙发育带内从粗到细的 5 种不同岩性共 38 个砂岩样品的物性进行研究也具有类似现象。粒度较大的砂岩物性最好,溶蚀作用强,碳酸盐体积分数也低,仅 0.5%~5.6%,而泥质粉砂岩物性最差,溶蚀作用最弱,碳酸盐胶结物保存也最多,平均为 9.12%(表 1)。

表 1 次生孔隙带内不同岩性的物性及碳酸盐体积分数对比

Table 1 Contrast of properties and carbonate content of different lithology in secondary pore

井号	井深 /m	岩石类型	孔隙度 /%	渗透率 /10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	φ(碳酸盐) /%	样品数
禹 9	2 500~ 2600	粗砂岩	27.27	3 820.1	0.52	5
		中砂岩	24.90	297.75	1.84	7
	细砂岩	18.66	35.4	5.57	14	
	粉砂岩	10.83	0.825	1.84	9	
	泥质粉砂岩	8.5	3.809	9.12	3	

## 5 结 论

(1)惠民凹陷古近系砂岩储层物性主要受压实、胶结、溶蚀作用以及沉积条件 4 大因素控制,且各因素之间存在一定制约关系。其中溶蚀作用是主要的,然后依次是压实、胶结和沉积条件。

(2)压实作用对物性的影响表现在埋深每增加 1 000 m,孔隙度大约降低 8%~9%,但在不同深度段、不同碳酸盐胶结程度下减少量不同,埋藏早期或碳酸盐胶结程度越低,压实减孔率越高。

(3)胶结作用对储层性质的影响与成岩演化阶段有关,成岩演化程度越高,胶结对物性的影响越大。当碳酸盐体积分数<20%时,孔隙度>25%的砂岩出现的频率较大,碳酸盐体积分数超过 20%后,物性很差,孔隙度基本在 20%以下。

(4)溶蚀作用对储层性质有很大改善,在溶蚀最发育的井段,次生孔隙大约可达 20%,宏观上溶蚀作用受区域构造背景和生油洼陷平面位置控制,断层较发育和临近生油中心(临南洼陷)的南部斜坡带和中央隆起带溶蚀最发育。微观上溶蚀作用受岩石的粒度、分选、杂基含量控制,粒度由粗变细、分选好、杂基少的砂岩溶蚀作用最强。沉积条件对物性的影响主要表现在对原生孔隙的发育程度、进一步对溶蚀、胶结等成岩作用的控制。

### 参考文献(References):

[1] 姜在兴,操应长,邱隆伟,等.砂体层序地层及沉积学研

究——以山东惠民凹陷为例[M].北京:地质出版社,2000.

JIANG Zai-xing, CAO Ying-chang, QIU Long-wei, et al. Research on sequence stratigraphy and sedimentology of sandbody—Take Huimin depression, Shandong Province for example[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2000.

[2] 钟大康,张崇军,文应初,等.砂岩储集层物性影响因素定量分析方法[J].石油与天然气地质,2000,21(2):130-132.

ZHONG Da-kang, ZHANG Chong-jun, WEN Ying-chu, et al. Quantitative analysis method of factors affecting physical properties for sandstone reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(2): 130-132.

[3] 钟大康.冀中廊固凹陷砂岩储层物性影响因素[J].天然气工业,1993,13(6):27-30.

ZHONG Da-kang. Factors affecting physical properties for sandstone reservoirs in Langgu depression, Jizhong[J]. Natural Gas Industry, 1993, 13(6): 27-30.

[4] 曾溅辉.东营凹陷第三系水-盐作用对储层孔隙发育的影响[J].石油学报,2001,22(4):39-43.

ZENG Jian-hui. Effect of fluid-rock interaction on porosity of reservoir rocks in Tertiary system, Dongying sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(4): 39-43.

[5] 蔡春芳,梅博文,马亭,等.塔里木盆地有机酸来源、分布及对成岩作用的影响[J].沉积学报,1997,15(3):103-108.

CAI Chun-fang, MEI Bo-wen, MA Ting, et al. The source, distribution of organic acids in oilfield waters and their effects on mineral diagenesis in Tarim Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1997, 15(3): 103-108.

[6] 顾家裕,宁从前,贾进华.塔里木盆地碎屑岩优质储层特征及成因分析[J].地质论评,1998,44(1):83-89.

GU Jia-yu, NING Cong-qian, JIA Jin-hua. Characteristics of high quality clastics in Tarim basin and its genesis[J]. Geological Review, 1998, 44(1): 83-89.

[7] 吕正谋.山东东营凹陷下第三系砂岩次生孔隙研究[J].沉积学报,1985,3(2):47-56.

LÜ Zheng-mou. Research on secondary pores of paleogene sandstones in Dongying depression, Shandong[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1985, 3(2): 47-56.

[8] 赵密福,信荃麟,刘泽容.惠民凹陷临南洼陷滑塌浊积岩分布规律及其控制因素[J].油气地质与采收率,2001,8(5):14-17.

- ZHAO Mi-fu, XIN Quan-lin, LIU Ze-rong, et al. Distribution rules of fluxoturbidite in the Linnan sag of the Huimin depression and their control factors[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2001, **8**(5):14-17.
- [9] 张勇. 惠民凹陷西部早第三纪沙河街组浊积扇及砂岩体沉积特征研究[J]. *地球学报*, 2001, **22**(1):43-48.
- ZHANG Yong. Turbidites of Palaeogene Shahejie Formation in western Huimin depression of Shengli oil field, Shandong Province[J]. *Acta Geoscientia Sinica*, 2001, **22**(1):43-48.
- [10] 陈世悦,杨剑萍,操应长,等. 惠民凹陷西部下第三系沙河街组两种滩坝沉积特征[J]. *煤田地质与勘探*, 2000, **28**(3):1-4.
- CHEN Shi-yue, YANG Jian-ping, CAO Ying-zhang, et al. Sedimentary characteristics of two kinds of beach bars of Palaeogene Shahejie Formation in western Huimin depression, China[J]. *Coalfield Geology and Exploration*, 2000, **28**(3):1-4.
- [11] 陈新军,石万忠,陈萍丽. 惠民凹陷油田水化学场分布特征与油气聚集关系[J]. *天然气地球科学*, 2000, **11**(6):7-10.
- CHEN Xin-jun, SHI Wan-zhong, CHEN Ping-li. The relation of oil field water chemic distribution character and oil and gas assemble of Huimin depression[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2000, **11**(6):7-10.