

惠民凹陷古近系碎屑岩储层性质主控因素简析

张 莉 钟大康 朱筱敏

(中国石油大学沉积储层重点实验室, 北京 102249)

摘要:惠民凹陷古近系砂岩储集层物性主要受压实、碳酸盐胶结和溶蚀作用、沉积条件控制。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,分析了该区储集层物性的控制因素,对各因素的影响大小和程度进行初步的定量评价。认为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 1000 m 孔隙度降低 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。微观上溶蚀作用受岩石的粒度、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。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。

关键词:惠民凹陷;储集层物性;控制因素

中图分类号:P534.61⁺¹, P588.21 **文献标识码:**A **文章编号:**1000-3657(2005)04-0682-08

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 km²(图 1)^[1-3]。

根据古近系沉积特征和目的层的构造特征,惠民凹陷可大致划分出北部陡坡带、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^[4-18]。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^[2,3,19-24]。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 沉积条件对储层物性的控制

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

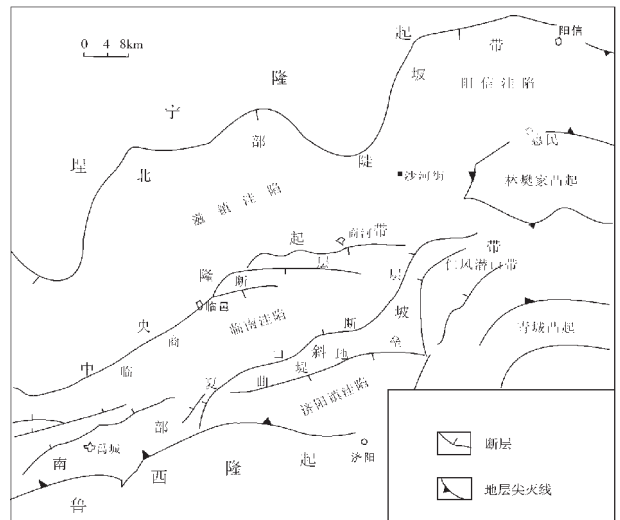


图 1 惠民凹陷构造区划

Fig.1 Tectonic divisions of the Huimin subbasin

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

收稿日期:2004-12-06;改回日期:2005-04-25

基金项目:国家“十五”重大科技攻关项目(2001BA605A09)资助。

作者简介:张莉,女,1976 生,博士生,主要从事储层评价及油气成藏机理与分布规律方面研究工作;E-mail:cli_zhang@sina.com。

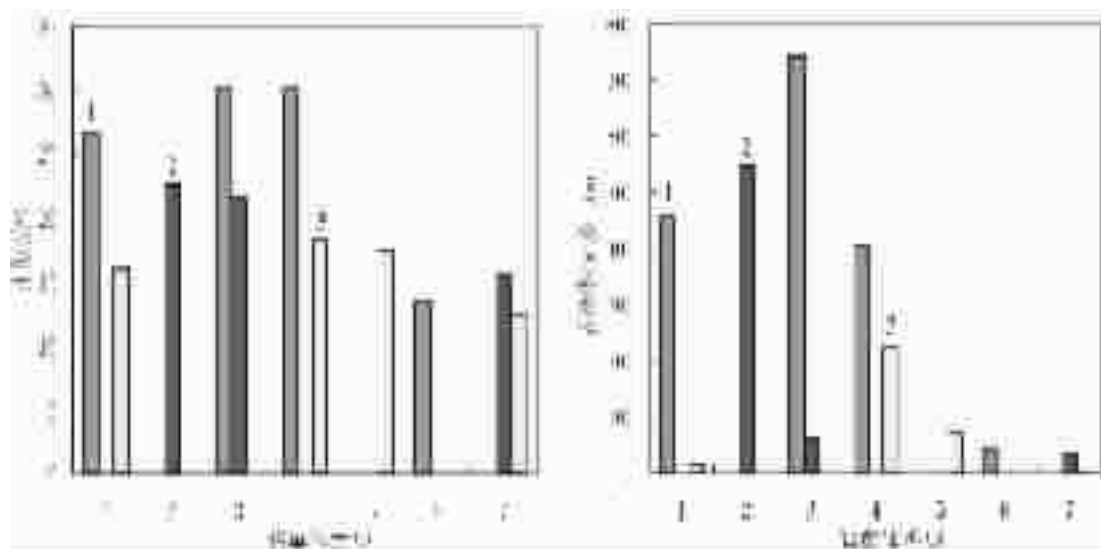


图 2 惠民凹陷古近系不同深度、不同沉积微相砂体物性对比

a—埋深 1400~1900 m; b—埋深 2200~2600 m; c—埋深 3000~3200 m

1—滨浅湖; 2—平原分支河道; 3—前缘水下分流河道; 4—前缘河口坝; 5—前缘席状砂; 6—近岸水下扇; 7—浊积扇

Fig.2 Comparison of physical properties of Paleogene sandbodies of different micro-facies at different depths in the Huimin subbasin

a—burial depth 1400–1900 m; b—burial depth 2200–2600 m; c—burial depth 3000–3200 m

1—Lakeshore and shallow lake; 2—Plain distributary channel; 3—Delta front subaqueous distributary channel; 4—Delta front mouth bar; 5—Delta front mat-shaped sand; 6—Nearshore subaqueous fan; 7—Turbidity fan

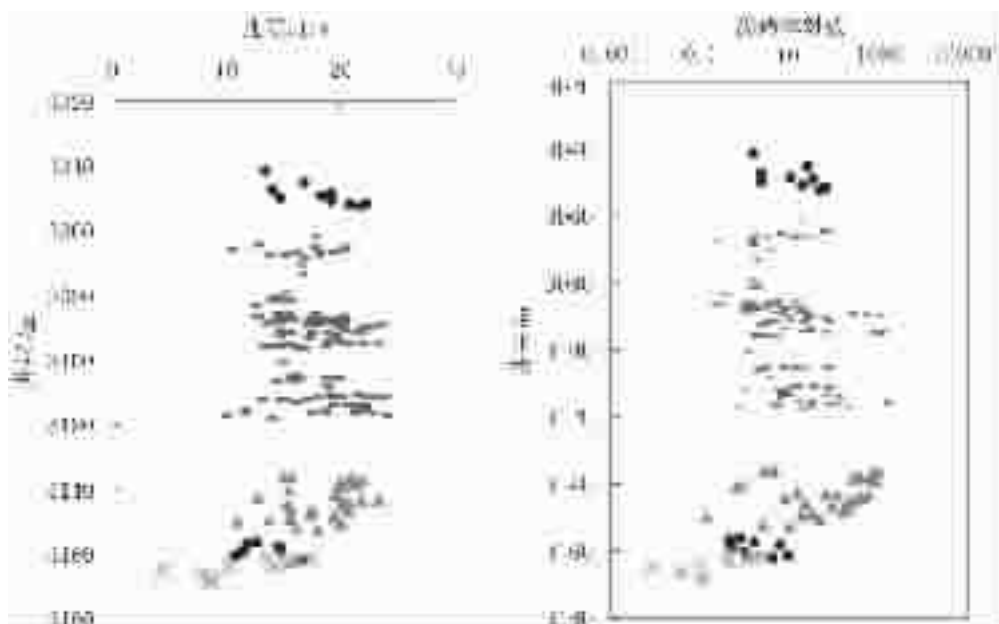


图 3 相近的埋深条件下不同沉积微相的物性对比

●—滨浅湖滩坝; ▲—河口坝; ■—席状砂; ×—浊积岩

Fig.3 Comparison of physical properties of different micro-facies at similar burial depths

●—Lakeshore-shallow lake beach bar; ▲—Mouth bar; ■—Mat-shaped sand; ×—Turbidite

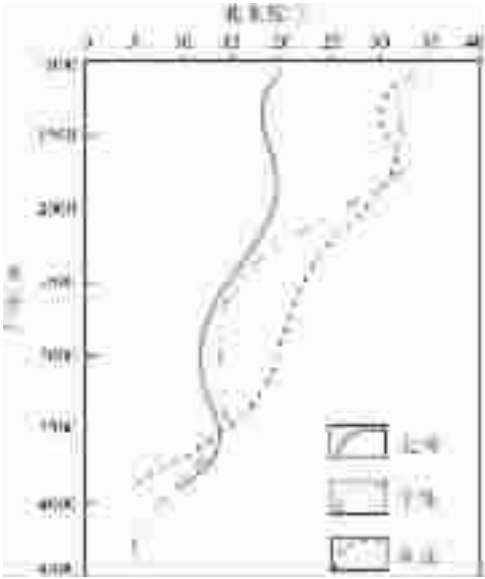


图4 不同地区砂岩压实作用对储层物性的影响
Fig.4 Effects of compaction on physical properties of sand reservoirs in different areas

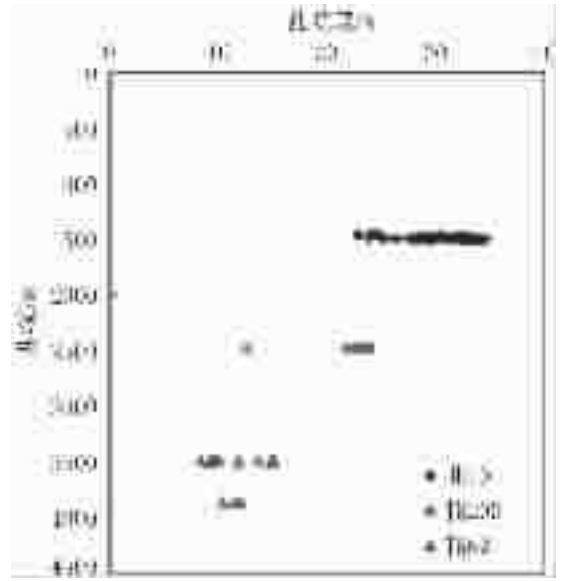


图5 相同沉积微相(水下分支河道)不同深度砂岩压实作用对储层物性的影响
Fig.5 Effects of compaction on physical properties of sand reservoirs in the same micro-facies (subaqueous distributary channel) at different depths

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2200m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2200m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。在3020~3180m深度区间,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 $1 \times 10^{-3} \sim 200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值没有明显差异,如孔隙度均值分别为16%、18%、17%和12%(图3)。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,因此也可能是埋藏深度造成物性相对较差。

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,而在很大程度上储层的性质受岩石的压实和胶结作用影响。

2 压实作用对储层物性的控制

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,但随着埋藏深度增加,储层的孔隙度和渗透率不断下降,只是在不同的地区、不同深度段、不同地质背景条件下,下降速度不同而已(图

4),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5),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的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:

$$\text{北部陡坡带: } \phi = 24.68 - 0.04h \text{ (数据较少,误差较大);}$$

$$\text{中央隆起带: } \phi = 42.82 - 0.009h;$$

$$\text{南部斜坡带: } \phi = 41.19 - 0.008h;$$

$$\text{整个惠民凹陷: } \phi = 42.9 - 0.008h;$$

其中: ϕ —孔隙度(%), h —埋深(m)。

从整个惠民凹陷方程可看出:砂岩每埋深1000m孔隙度下降8%~9%。

3 胶结作用对储层物性的控制

惠民凹陷砂岩的胶结作用以碳酸盐和石英次生加大为主,其次是自生粘土矿物胶结(图6)。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,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)。当碳酸盐含量小于10%时,孔隙度最大值可超过40%;当碳酸盐含量为10%~20%时,孔隙度最大值不超过30%;当碳酸盐含量大于

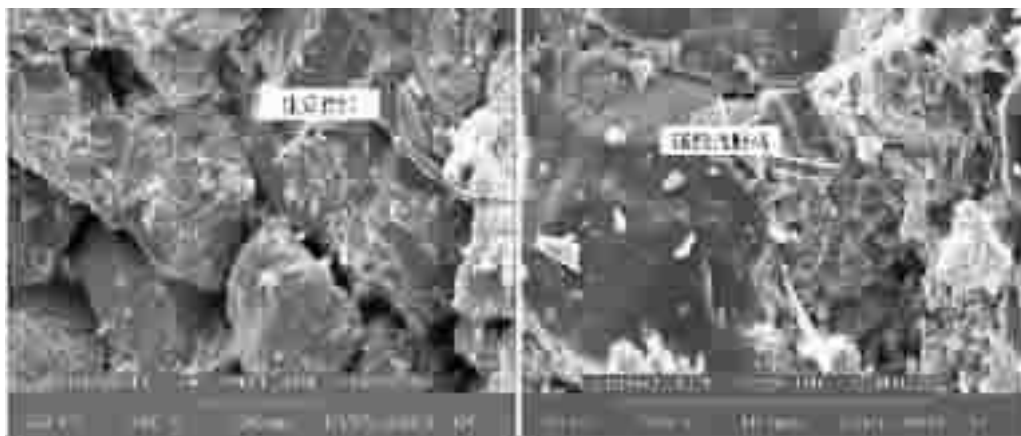


图 6 惠民凹陷胶结作用

(左:商 641 井,2441.80m,扫描电镜×300;右:临 10-1 井,3159.10m,扫描电镜×700)

Fig.6 Carbonate and siliceous cementation in the Huimin subbasin

(Left :well Shang-641, 2441.80 m, SEM ×300; Right;well Lin 10-1, 3159.10 m, SEM×700)

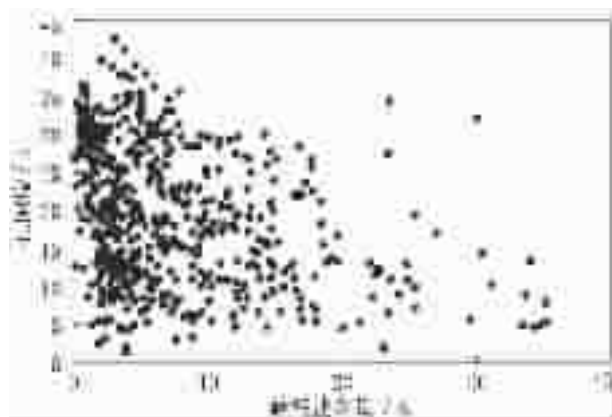


图 7 孔隙度与碳酸盐含量之间的关系

Fig.7 Plot of porosity versus carbonate content

20%时,绝大部分孔隙度值小于 20%(图 7)。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。

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:

$$\phi = 42.9 - 0.0787h - 0.41Cc;$$

其中: ϕ —孔隙度(%), h —埋深(m), Cc —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 8)。

4 溶蚀作用对储层物性的控制

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 1400 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。

将孔隙度与深度的 5 次多项式拟合曲线与正常孔深趋势线比较发现(图 9),中央隆起带(图 9-b)次生孔隙度为 0~15%,最大可达 20%;南部斜坡带(图 9-c)与中部相近,但分布范围小;北部陡坡带(图 9-a)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 1400~2500 m 和 2800~4000 m 两个深度段;在南部缓坡带 1400~2400 m 和 2500~3600 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: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,断层下降速度快但断层数量少,酸性水流动不畅,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 1300~3500 m 均发育次生孔隙,储层物性最好。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。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 1300~2300m 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 10),高出正常值的 1%~4%,镜下观察溶蚀发育,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

表 1 次生孔隙带内不同岩性的物性及碳酸盐含量对比
Table 1 Comparison of physical properties and carbonate contents of different lithologies in secondary pore zones

岩石类型	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	碳酸盐/%	样品数
粗砂岩	27.27	3820.1	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

注:数据源自禹 9 井井深 2500~2600m 井段。

(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 2500~2600m 次生孔隙发育带内从

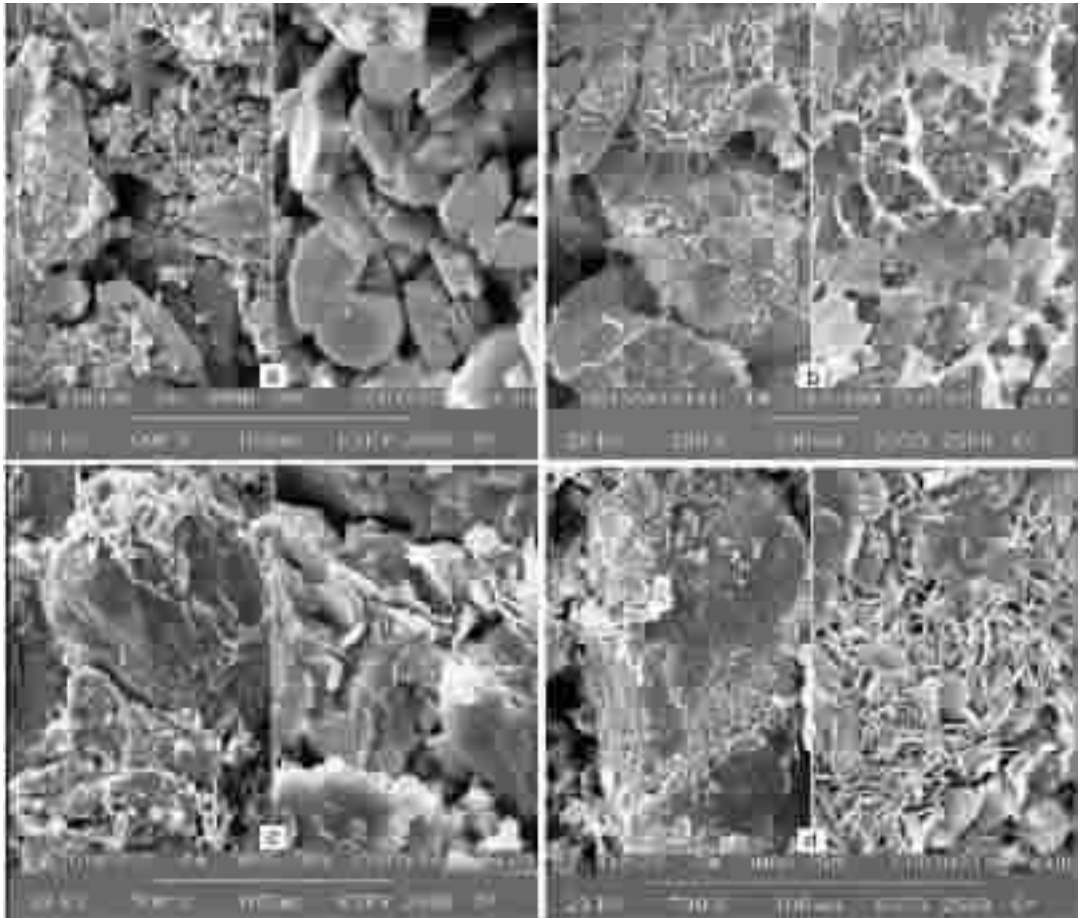


图 8 惠民凹陷粘土矿物分布

a—夏 326 井,3086.39m,粒间充填假六边形片状高岭石(K)、自形自生石英(Q),扫描电镜 $\times 600$;b—钱斜 141 井,2167.10m,蒙脱石(M)蜂巢状粒表膜状分布,扫描电镜 $\times 200$;c—临 10-1 井,3075.30m,粒间充填片状伊利石(I),扫描电镜 $\times 500$;d—夏 326 井,3086.39m,石英(Q)粒表附着似花瓣状绿泥石(Ch),扫描电镜 $\times 700$

Fig.8 Distribution of clay minerals in the Huimin subbasin

a—well Xia 326, 3086.39 m, pseudo-hexagonal flaky kaolinite (K) and authigenic euhedral quartz (Q) fill in the interstices, SEM $\times 600$;b—inclined well Qian 141, 2167.10 m, honeycomb montmorillonite occurs as film on grain surface, SEM $\times 200$;c—well Lin 10-1, 3075.30 m, flaky illite fills in the interstices, SEM $\times 500$;d—well Xia 326, 3086.39 m, petal-like chlorite attached on quartz grain surface, SEM $\times 700$

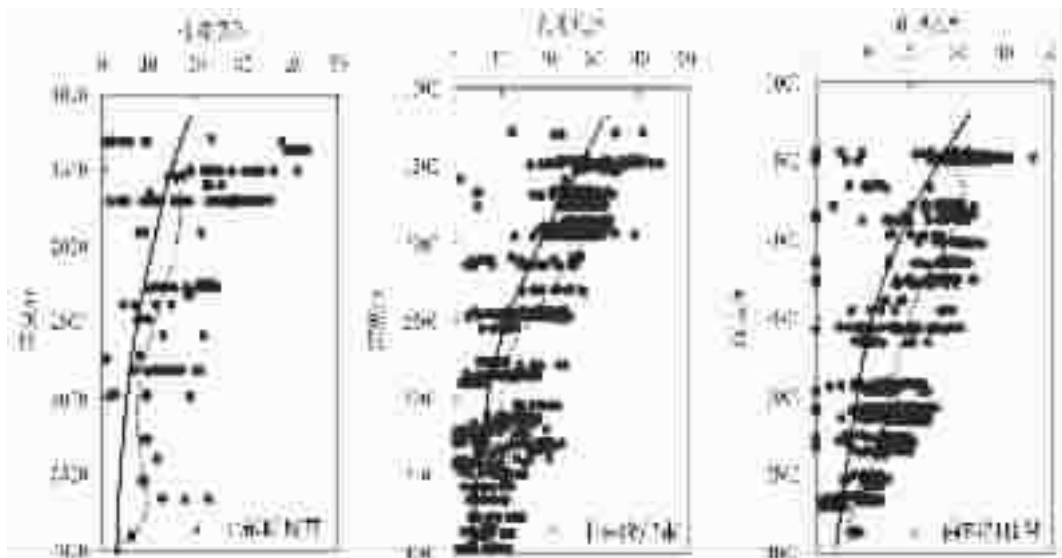


图 9 惠民凹陷不同地区孔隙度与深度关系
(图中实线为正常孔深变化曲线,虚线为实际孔深变化曲线)

Fig.9 Plot of porosity versus depth in different areas in the Huimin subbasin

(The solid line is the curve of normal hole depth change and the broken line is the curve of actual hold depth normal changes)

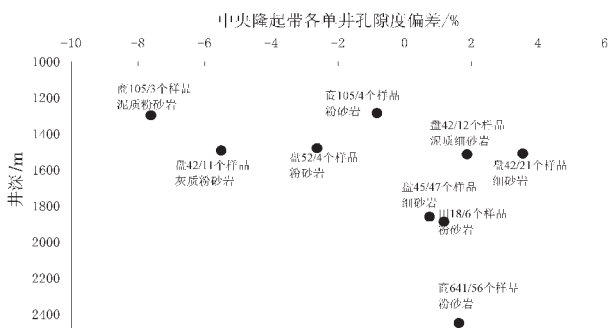


图 10 岩性对溶蚀作用的控制

Fig.10 Control of lithology on dissolution

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,碳酸盐含量也低,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)。

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四大因素控制,且各因素之间存在一定的制约关系。在惠民凹陷古近系储层物性这四种控制因素中,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 1000 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。当碳酸盐含量 < 20%时,孔隙度 > 25%的砂岩出现的频率较大,碳酸盐含量超过 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,粒度粗、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] 胜利油田石油地质志编写组.中国石油地质志卷六[M].北京:石油工业出版社,1993.
Petroleum Geology Compiling Panel of Shengli Oilfield.Petroleum Geology of China [M]. Beijing:Petroleum Industry Press,1993(in Chinese).

[2] 姜在兴,操应长,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,2000.6.
Jiang Zaixing, Cao Yingchang, et al. Research on Sequence Stratigraphy and Sedimentology of Sandbody:Take Huimin Depression, Shandong Province for Example [M]. Beijing:Geological Publishing

- House, 2000.6(in Chinese).
- [3] 赵澄林,张善文,等.胜利油区沉积储层与油气[M].北京:石油工业出版社,1999.10
Zhao Chenglin, Zhang Shanwen, et al. Sedimentary Reservoir Versus Oil and Gas [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 1999.10 (in Chinese).
- [4] 钟大康.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 Dakang. Quantitative analysis method of factors affecting physical properties for sandstone reservoirs [J]. Oil & Gas Geology. 2000,21 (2): 130~132 (in Chinese with English abstract).
- [5] 孙永传,等.中国东部含油气断陷盆地的成岩作用[M].北京:科学出版社,1996.46~72
Sun Yongchuan,et al. Diageneses of Petroliferous Fault Basin in Eastern China [M]. Beijing: Science Press, 1996.46~72(in Chinese).
- [6] 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 Dakang.Factors affecting physical properties for sandstone reservoirs in Langgu depression, Jizhong [J]. Natural Gas Industry, 1993,13(6):27~30 (in Chinese with English abstract).
- [7] 董国臣,孙景民,张守鹏,等.廊固凹陷古近系层序地层特征及油气储集规律探讨[J].中国地质,2002,29(4):397~400.
Dong Guochen,Sun jingmin,Zhang Shoupeng,et al.Paleo sequence stratigraphy and oil-gas accumulation in the Langgu subdepression [J].Geology in China,2002,29(4):397~400(in Chinese with English abstract).
- [8] 况军,唐勇,朱国华,等.准噶尔盆地侏罗系储集层的基本特征及其主控因素分析[J].石油勘探与开发,2002,29(1):52~55.
Kuang Jun, Tang Yong, Zhu Guohua, et al. Basic characteristics and main controlling factors of Jurassic reservoirs in Junggar basin [J]. Petroleum Exploration and Development,2002, 29 (1):52~55 (in Chinese with English abstract).
- [9] 曾辉辉.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 Jianhui. Effect of fluid-rock interaction on porosity of reservoir rocks in Tertiary system, Dongying sag [J]. Acta Petrolei Sinica,2001, 22(4):39~43 (in Chinese with English abstract).
- [10] 李忠.东濮凹陷深部次生孔隙成因与储层演化研究[J].地质科学,1994,29(3):267~275.
Li Zhong. An approach to genesis and evolution of secondary porosity in deeply buried sandstone reservoirs, Dongpu depression [J]. Scientia Geologica Sinica,1994, 29 (3): 267~275 (in Chinese with English abstract).
- [11] 寿建峰.砂岩储层孔隙保存的定量预测研究[J].地质科学,1998,33(2):244~250.
Shou Jianfeng. Quantitative prediction research of porosity conservation for sandstone reservoirs [J]. Scientia Geologica Sinica, 1998, 33 (2): 244~250(in Chinese with English abstract).
- [12] 王鹏,赵澄林.东濮凹陷杜白桥地区深部储集层次生孔隙成因探讨[J].石油勘探与开发,2001,28(4):44~46.
Wang Peng,Zhao Chenglin. An approach to the generating mechanism of secondary pores in Duqiaobai area of Dongpu depression [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001,28 (4):44~46 (in Chinese with English abstract).
- [13] 蔡春芳.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 Chunfang. 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 (in Chinese with English abstract).
- [14] 顾家裕,宁从前,贾进华,等.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 Jiayu,Ning Congqian,Jia Jinhua,ea al. Characteristics of high quality clastics in Tarim basin and its genesis[J]. Geological Review, 1998, 44 (1): 83~89(in Chinese with English abstract).
- [15] 顾家裕.塔里木盆地石炭系东河砂岩沉积环境分析及储层研究[J].地质学报,1996,70(2):153~160.
Gu Jiayu. Sedimentary environment analysis and reservoir study of Carboniferous Donghe sandstones in Tarim basin [J].Acta Geologica Sinica, 1996, 70 (2): 153~160(in Chinese with English abstract).
- [16] 秦胜飞,贾承造,陶士振.塔里木盆地库车坳陷油气成藏的若干特征[J].中国地质,2002,29(1):103~108.
Qin Shengfei,Jia Chengzao,Tao Shizhen. Some characteristics of oil and gas accumulation in the Kuqa depression,Tarim basin [J]. Geology in China,2002,29 (1):103~108 (in Chinese with English abstract).
- [17] 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 Zhengmou. Research on secondary pores of paleogene sandstones in Dongying depression, Shandong [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1985, 3 (2): 47~56(in Chinese with English abstract).
- [18] 周自立,等.山东胜利油田第三系碎屑岩埋藏成岩作用与储层评价的关系[J].地球科学,1987,12(3):311~318.
Zhou Zili,et al. Relationship between diagenesis and reservoir evaluation of Tertiary clastics in Shengli oilfield, Shandong Province [J]. Earth Science, 1987,12(3):311~318(in Chinese with English abstract).
- [19] 陈淑珠.济阳坳陷下第三系碎屑岩微观相标志[J].沉积学报,1985,3(2):108~118.
Chen Shuzhu.Microfacies markers of clastics of the Lower Tertiary in Jiyang sag [J]. Acta Sedimentologica Sinica,1985,3(2):108~118 (in Chinese with English abstract)
- [20] 信全麟,郑清,朱筱敏,等.惠民凹陷西部沙三段地震相与沉积相研究[J].石油学报,1998,9(3):19~27.
Xin Quanlin, Zheng Qing, Zhu Xiaomin,et al. Research of seismic facies and sedimentary facies in western Huimin depression [J]. Journal of Petroleum, 1998, 9(3):19~27 (in Chinese with English abstract).
- [21] 赵密福,信全麟,刘泽容,等.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 Mifu, Xin Quanlin, Liu Zerong, et al. Distribution rules of fluxoturbidite in the Linnan sag of the Huiming Depression and their control factors [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2001, 8(5): 14~17 (in Chinese with English abstract).
- [22] 杨剑萍.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[J].石油大学学报(自然科学版),2000,24(1): 26~29.
- Yang Jianping. Storm deposits in the upper part of the third section of Shahejie Formation of Paleogene system in western central uplift belt of Huimin depression [J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 2000, 24(1): 26~29 (in Chinese with English abstract).
- [23] 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 (in Chinese with English abstract).
- [24] 陈世悦,杨剑萍,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 Shiyue, Yang Jianping, 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 (in Chinese with English abstract).
- [25] 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

Main controlling factors of Paleogene sandstone reservoirs in the Huimin subbasin

ZHANG Li, ZHONG Da-kang, ZHU Xiao-min

(Key Laboratory of Sedimentary Reservoirs, University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: The physical properties of Paleogene sandstones reservoirs in the Huimin subbasin are mainly controlled by compaction, carbonate cementation, dissolution and depositional environment. The controlling factors of physical properties of reservoirs are analyzed based on the data from analyses of mold thin sections, cathode luminescence thin sections, scanning electron microscopy, physical properties and carbonate contents of rocks. Preliminary quantitative evaluation of the degrees of influences of these factors has been carried out. It is suggested that: ① the porosity decreases by 8% - 9% per 1000 m of descent due to compaction at the early burial stage or the stage of low degrees of carbonate cementation; ② the influence of carbonate cementation on the physical properties of reservoirs is related to the diagenetic evolution stages; the higher the degree of diagenetic evolution, the greater the influence of the cements on physical properties will be; and ③ dissolution plays an important role in improving the properties of the reservoirs and the secondary porosity produced by dissolution is up to 20%. However, the dissolution is mainly controlled by the regional tectonic setting and the position of the hydrocarbon-producing subbasin and the dissolution is relatively stronger in the central uplift zone and the south slope zone near the hydrocarbon-producing center (Linnan subbasin) where faults are better developed. The sandstones that are coarser in grain size and well-sorted, with low matrix contents have been subjected to stronger dissolution. The influence of the depositional environment on physical properties of reservoirs is manifested by the development degree of primary porosity and its controls on such diagenesis as dissolution and cementation.

Key words: Huimin subbasin; physical properties of reservoirs; controlling factor

About the first author: ZHANG Li, female, born in 1976, doctor candidate, specializes in reservoir evaluation, hydrocarbon accumulation mechanism and distribution characteristics; E-mail: cli_zhang@sina.com.