

惠民凹陷商河砂体储层特征
与高分辨率层序地层控制

樊爱萍¹ 杨仁超¹ 韩作振¹ 陈庆春²

(1. 山东科技大学地质科学与工程学院, 山东 青岛 266510; 2. 胜利油田公司临盘采油厂, 山东 临邑 251507)

摘要:为查明惠民凹陷商河砂体的分布规律、物性特征及其控制因素,本文以高分辨率层序地层学和储层地质学理论和技术为基础,综合采用了岩心观察、薄片鉴定、岩心物性分析、测井解释和压汞分析等多种方法,对商河地区沙二下亚段的层序地层、储层特征及其控制因素进行了综合研究。结果发现,沙二下亚段可划分为 3 个中期基准面旋回,物性较好的储集砂体主要发育在中期基准面上升早期和下降晚期,且下降半旋回砂岩的孔渗特征一般优于上升半旋回砂岩。研究认为,储层物性与沉积微相密切相关,水下分流河道砂体和河口坝砂体物性最好,储层非均质性较弱;远砂坝和前缘席状砂物性一般略差,湖滩砂和分流间湾砂体物性最差,非均质性最强。储集砂体的平面分布和平面非均质性主要受控于沉积微相的类型和分布,而沉积相带的迁移、相的演化及储层垂向非均质性均受控于基准面的升降变化,故基准面旋回的升降变化对储层的空间展布和非均质性均具有明显的控制作用。

关 键 词:惠民凹陷;商河砂体;储层;层序地层学

中图分类号:P539.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2009)04-0819-07

近年来,随着层序地层学的不断发展、推广应用及其与储层地质学的交叉,层序发育特征对储集砂体的分布、储集性能的控制作用逐渐被发现^[1-5]。层序地层的发育直接控制了沉积作用过程和沉积物物质组成,故研究层序地层对储集性能的控制作用,对于指导勘探开发具有重要的现实意义。惠民凹陷商河地区发育多套含油层系,其中古近系沙河街组沙二段(E_{s2})下亚段(区内广泛分布的该亚段砂体即商河砂体)为本区主力含油层系。但该砂岩厚度变化大,储集砂体的分布规律、物性特征及层序地层控制因素尚不明确,成为长期困扰该区油气勘探开发的关键问题。

1 地质概况

惠民凹陷位于济阳坳陷的西部,是济阳坳陷的一个次级构造单元,轴向北东东。根据古近系沉积和构造特征,惠民凹陷由临南、滋镇、阳信、庙北、里则

镇 5 个次级洼陷以及中央隆起带和南斜坡等共 7 个次级构造单元组成(图 1)。商河地区位于惠民凹陷

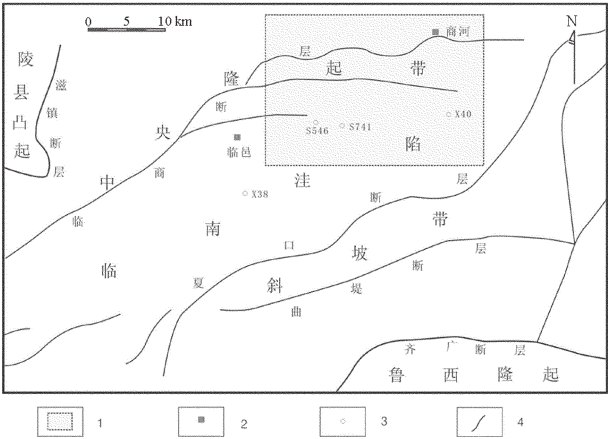


图 1 惠民凹陷构造单元划分图
1—研究区;2—地名;3—井位;4—断层

Fig.1 Tectonic division of Huimin sag

1—Study area; 2—Place name; 3—Well location; 4—Fault

收稿日期:2009-01-17;改回日期:2009-04-05
基金项目:山东省高校沉积成矿作用与沉积矿产重点实验室(山东科技大学)开放基金项目(DMSM200803)资助。
作者简介:樊爱萍,女,1978年生,博士,主要从事储层沉积学研究;E-mail:xiaofan781026@sina.com。

中央隆起带和临南洼陷的东端,区内多级断裂构造的频繁活动,将本区分为4个含油构造区块。本次研究的目的层系——古近系沙河街组沙二段(E_{s2})下亚段可分为4个砂层组和3个泥岩段,自上而下依次为15韵律泥岩、1+2砂层组、3砂层组、3高阻泥岩、4砂层组和8韵律泥岩段,在岩性剖面 and 测井曲线上均表现为旋回性明显的多层楼式砂体,沉积相分析表明,该区主要以三角洲前缘、滨浅湖和半深湖等沉积亚相为主^[6]。

2 高分辨率层序地层分析

层序界面的识别和对比是层序地层分析的关键。在钻井岩心、测井曲线和地震剖面分析的基础上,在本区识别的层序界面主要有不整合面、区域分布的冲刷面、岩性突变面、测井曲线突变面、旋回叠加样式的改变和进积-退积转换面等。研究认为惠民凹陷商河地区沙二下亚段属于沙三段-沙二段长期基准面旋回的下降半旋回,自下而上可划分为MSC1、MSC2和MSC3等3个中期旋回。沙二下亚段由下至上自8韵律泥岩段开始,该泥岩段向上与第4砂层组三角洲前缘沉积呈渐变过渡;反映了水体的变浅、基准面的下降和可容纳空间的不断减小。中期基准面下降半旋回DSC1与上升半旋回ASC1的界面表现为测井曲线组合的转变,代表了水体变浅的相序或相组合向水体逐渐变深的相序或相组合的转换,区域上易于识别对比。ASC1与DSC2的边界对应于最大湖平面处,一般在3高阻泥岩段的顶部或灰质泥岩的顶部;该界面之上,测井曲线的组合形式由表现为退积作用为主的组合转换为进积作用的组合。DSC2与ASC2的界面对应于测井曲线的组合形式由表现为进积作用为主的组合向退积作用组合的转换处;ASC2与DSC3的边界基本相当于1+2砂层组与3砂层组之间的泥岩段。DSC3与ASC3的界面一般对应于1+2砂层组顶部与15韵律泥岩段之间的岩性岩相突变面,反映了水体的突然加深和基准面的快速上升,该岩性岩相突变面在测井曲线上大多表现为突变面(图2)。

基准面旋回的转换点可作为时间地层单元对比的优选位置,故基准面旋回层序的层序边界既可以定在基准面开始上升,也可以确定在最大湖泛面处。笔者认为最大湖泛面的等时性更强,也便于层序的对比研究,故在本次研究中,采取将旋回层序界面

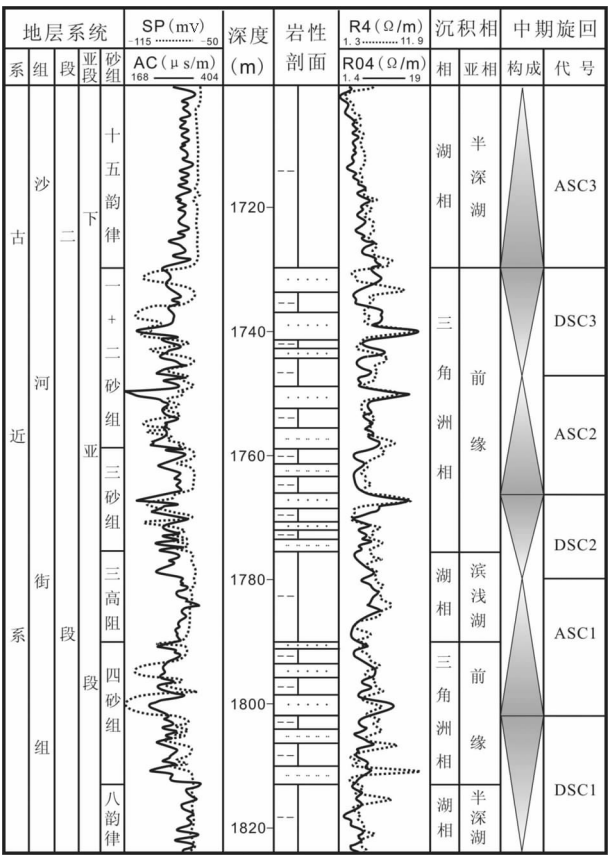


图2 沙二下亚段地层层序综合柱状图
Fig.2 Composite columnar section showing stratigraphic sequence of Es₂

划分在基准面由上升至下降的转换处,相当于最大湖泛面处。中期基准面上升半旋回与下降半旋回的层序界面在全区容易识别对比,由此建立了该区沙二下亚段的高分辨率层序地层格架(图3)。

3 储层特征

3.1 储层物性特征

通过薄片鉴定、铸体薄片、岩心物性、测井解释和压汞曲线分析,对商河砂体的储层物性和孔隙结构进行了评价。

3.1.1 孔隙类型

商河砂体孔隙类型有如下5类:①残余粒间孔隙:碎屑颗粒沉积后,经成岩改造,而未被充填的粒间孔隙,在本区砂岩中常见;②填隙物内微孔隙:主要为蒙脱石、伊/蒙混层、绿泥石、伊利石及高岭石的晶间孔隙,孔隙一般<10 μm,这类孔隙分布广泛,但对储集空间的贡献率很小;③溶蚀粒间孔隙:充填于

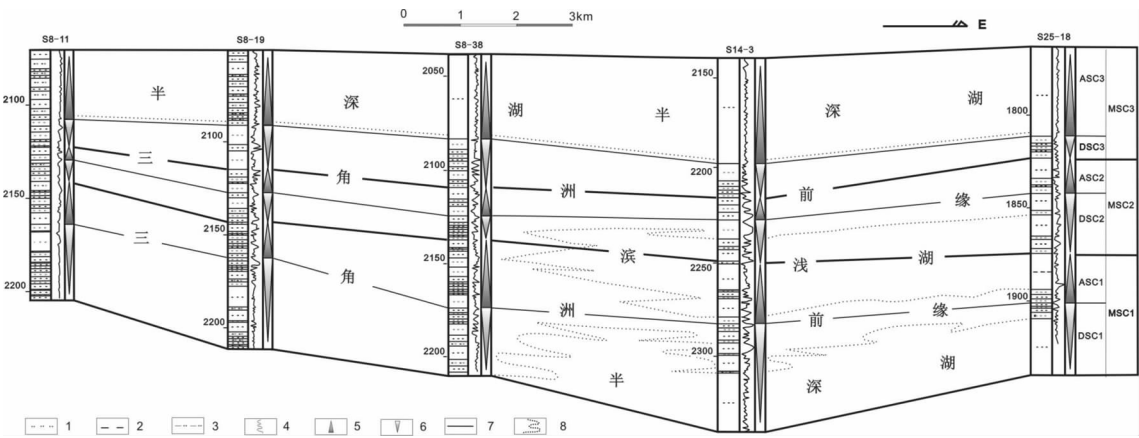


图 3 商河地区沙二下亚段层序地层格架

1—粉砂岩;2—泥岩;3—泥质粉砂岩;4—上升半旋回;5—下降半旋回;6—声波曲线;7—层序界面;8—沉积相界

Fig.3 Sequence stratigraphic regime of lower Es₂ in Shanghe area

1—Siltstone;2—Mudstone;3—Argillaceous siltstone;4—Ascending semi-cycle (ASC);5—Descending semi-cycle (DSC);6—AC curve;7—Sequence boundary;8—Boundary of sedimentary facies

粒间的杂基及胶结物被溶蚀而形成，主要体现为早期碳酸盐胶结物及粘土杂基被溶蚀，是本区主要的储集空间;④溶蚀粒内孔隙:主要体现为不稳定碎屑物如长石等颗粒不完全溶蚀,在本区较常见;⑤铸模孔:主要体现为长石几乎全被溶蚀掉,在本区可见。

3.1.2 孔隙特征

根据压汞试验数据统计(表 1),沙二下储层平均孔喉半径 0.1888~0.8022 μm ,平均值 0.5751 μm 。孔喉最大半径 0.72~3.5422 μm ,平均值 2.3058 μm ;排驱压力变化较大,为 0.1512~0.5165 Mpa,平均值 0.2694 Mpa;最大汞饱和度为 58.36%~83.6%,平均

73.77%。毛细管压力曲线可划分为两种类型,Ⅰ型孔隙分布的歪度偏向于粗孔喉一侧,曲线拥有明显的平台,且靠近坐标的左下方,孔喉分选好,物性较好,排驱压力较低;Ⅱ型孔隙分布的歪度偏向于较粗孔喉一侧,曲线拥有稍明显但很短的平台,孔喉分选中—差,物性中等,排驱压力较低。统计结果发现,在下降半旋回(DSC)的孔渗特征总是优于上升半旋回(ASC)。

依据测井解释数据,商河地区沙二下亚段储层孔隙度和渗透率在不同井位和层段变化较大,其中孔隙度最大值为 26.9%,最小值为 4.1%,平均值为 18%。若以 2%为区间进行统计,孔隙度为 16%~24%。渗透率最大值为 $222\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,最小值为 $0.017\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均值为 $15.249\times10^{-3}\mu\text{m}^2$;不同区间,其样品概率分布不同,渗透率主要分布在 $0.1\times10^{-3}\sim100\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

3.2 储层非均质性特征

储层的非均质性可以用渗透率变异系数、突进系数来进行评价,其中渗透率变异系数最能反映储层的非均质性。商河砂体各小层平面上的变异系数主要分布在 0.6~1.2,突进系数主要分布在 2~5,说明商一二区各小层平面非均质性是比较严重的。商河砂体层内非均质性也较强,通过对砂体孔隙度和变异系数的研究发现,在砂组的中间部位孔隙度较大,边部较小;而变异系数正好相反,主水道部位变异系数小,边部大(图 4)。储层非均质性是由地质构造变

表 1 商河砂体物性参数统计

Table 1 Statistics of property parameters of Shanghe sandbodies

井号	孔隙度%	渗透率 μm^2	P_d/Mpa	$S_{\text{max}}/\%$	层序 位置
S73-16	26.7	0.0184	0.2014	58.36	DSC3
S73-16	17.9	0.0231	0.1512	74.85	ASC2
S56-10	21.0	0.0205	0.2083	78.27	DSC3
S56-10	16.7	0.0091	0.2123	57.71	ASC2
S74-18	26.9	0.0194	0.2032	58.41	DSC3
S74-18	17.1	0.0012	0.5165	83.6	ASC2
S8-J1	23.2	0.0355	0.2014	58.36	DSC3
S8-J1	16.3	0.0082	0.2027	57.96	ASC2

注: P_d :排驱压力; S_{max} :最大汞饱和度。

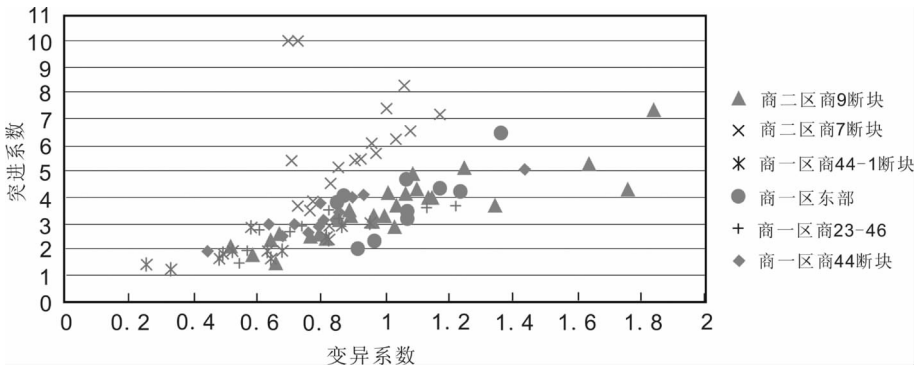


图 4 商河砂体渗透率变异系数与突进系数分布

Fig.4 Distribution of variation and darting parameters of permeability in Shanghe sandbodies

化、沉积相变,以及成岩作用所引起的,其中沉积相变是最主要的控制因素,本区三角洲前缘水下分流河道、河口砂坝及远砂坝厚度大,隔夹层少,非均质性较弱;前缘席状砂和分流间湾砂体,隔夹层多,非均质性强。

3.3 沉积微相与储层综合评价

商河砂体沉积微相与储层类型密切相关,商河砂体形成于三角洲前缘沉积环境中,以河口坝、水下分流河道为主,远砂坝、前缘席状砂和分流间湾次之,不同环境下形成的砂体其储层性质不同。水下分流河道砂体和河口坝砂体由于沉积水动力条件较强,沉积物粒度较粗,分选性较好,故储层物性最好,多属于ⅠA、ⅠB、ⅡA类储层,以ⅡA类储层为主。远砂坝和前缘席状砂物性一般略差,多属于ⅡB类储层,偶尔可达ⅠA类型;湖滩砂和分流间湾砂体很薄,储层物性最差,一般在ⅢA类以下。

4 层序地层对储集性能的控制

如上所述,储集砂体的平面分布和平面非均质性主要受控于沉积微相的类型和分布,而沉积相带的迁移、相的演化及储层垂向非均质性均受控于基准面的升降变化,因此,基准面旋回的升降变化对储层的空间展布和非均质性均具有明显的控制作用。

4.1 层序地层与砂体空间分布

基准面的升降变化,控制了沉积相带的迁移。基准面上升,湖泊范围扩大,碎屑沉积体系后退,沉积相带向陆地方向迁移;纵向上,三角洲前缘沉积演替为以湖泊为主;地层含砂率降低,砂层厚度减薄,层数减少,且砂层内部泥质含量增加,使得储层物性逐

渐变差。而随着基准面的下降,其沉积过程和沉积特点正好与上述相反。

基准面的变化与储层的空间分布息息相关。基准面下降早期,水体依然较深,砂岩层数少,且层较薄,泥质含量较高,储层相对不发育。基准面下降晚期,随着碎屑物质的充填,可容纳空间越来越小,地层含砂率升高,砂岩层数增多,且厚度趋向于增大,有利于储层的发育,砂体表现出明显的进积叠加样式;基准面上升早期,水体仅有初步的加深,但水体依然较浅,可容纳空间依然较小,砂岩相对发育,砂体内部以正粒序为特征,这些特征在岩性剖面 and 测井曲线上均有清楚地反映(图 5)。因此,物性较好的储集砂体的发育主要出现在中期基准面上升早期和下降晚期:①中期基准面旋回 MSC1 的下降半旋回晚期、上升半旋回早期,相当于第 4 砂层组;②中期基准面旋回 MSC2 的下降半旋回晚期、上升半旋回早期,层位相当于第 3 砂层组;③中期基准面旋回 MSC1 的下降半旋回晚期,层位相当于第 1+2 砂层组。

4.2 层序地层与储层非均质性

高分辨率层序地层学是基于基准面旋回和可容纳空间变化原理,揭示短期基准面旋回层序与沉积动力学和地层响应过程的关系,及其相对应的沉积微相演化序列、保存状况和有利储集砂体的发育位置和产出特征^[7-9]。从这个角度入手,可能是认识碎屑岩储层非均质性特征的又一个重要途径^[10]。基准面旋回不仅控制了砂岩的空间分布,而且控制了砂岩的非均质性。短期基准面旋回控制储层砂体内部的非均质模式,中长期基准面旋回控制了储层砂体的层间非均质性特征^[11]。因为在不同级次基准面变化

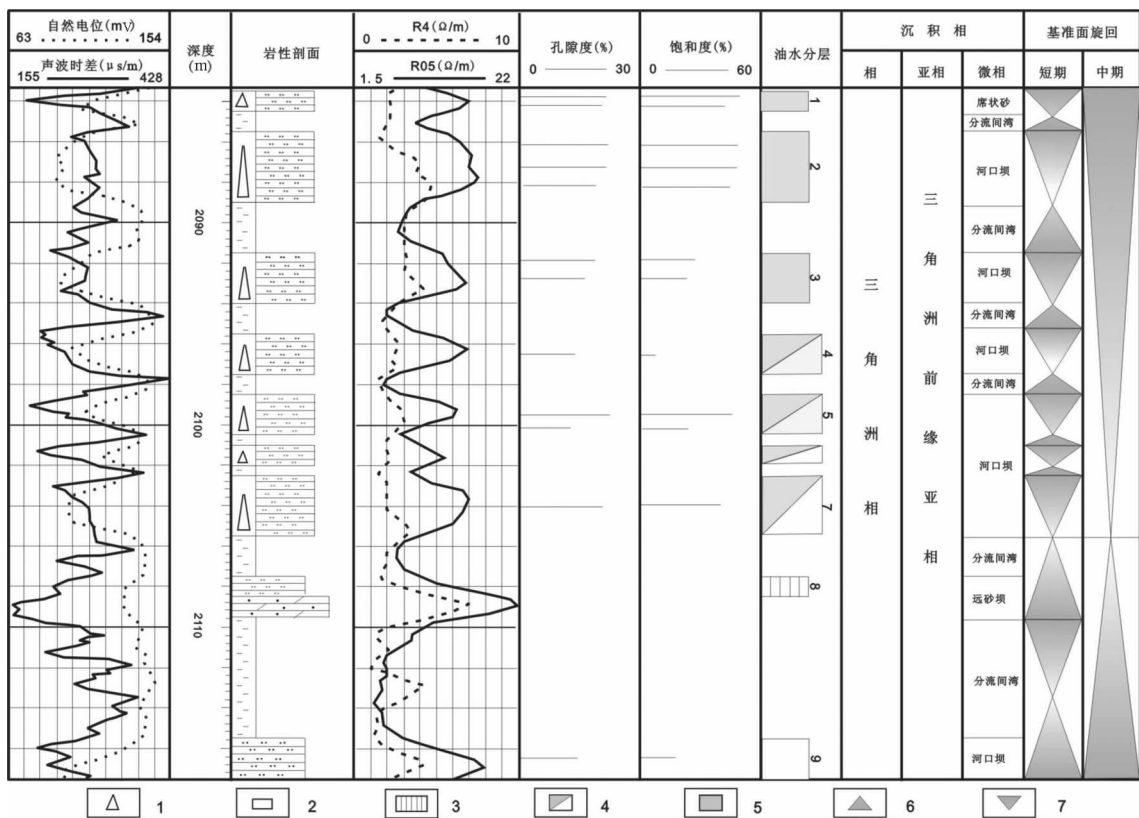


图 5 商河地区沙二下亚段储层发育特征及含油性
1—油气显示;2—水层;3—干层;4—油水同层;5—油层;6—上升半旋回;7—下降半旋回
Fig.5 Reservoir characteristics and oil potential of lower Es₂ in Shanghe area
1—Oil and gas show;2—Water layer;3—Dry layer;4—Oil—water layer;5—Oil layer;
6—Ascending semi-cycle;7—Descending semi-cycle

过程中,随着 A/S 比值的变化,造成沉积物沉积过程中储层的厚度、砂岩的粒度、分选性和泥质含量等变化,从而在基准面变化过程中所形成的储集砂体的孔隙度及渗透率发生规律性变化,以致影响储层非均质性^[2]。中期基准面上升半旋回早期,在低容纳空间和高沉积物补给条件下(A/S≤1),以形成强烈进积的相互切割、彼此叠置呈厚板状的水下分流河道砂体为主,砂体厚度大,砂岩分层系数小,层间非均质性弱,纵向上延伸远,横向伸展较宽,连通性好;由于水动力条件强,砂岩分选性好,砂体以粗碎屑为主,泥质含量低,砂岩原始孔隙、渗透性保存较好,砂岩层内均质性较强。其孔隙度和渗透率均最大(孔隙度为 16.1%~26.9%,渗透率为 18.4×10⁻³~35.5×10⁻³ μm²),砂体呈块状分布。

随着基准面上升,可容纳空间增大,碎屑物质供给减少,河道间泥质夹层增多。随着可容纳空间的增大和沉积物供给量的减少,发育向上变细变薄的退

积型砂体;水动力条件逐渐减弱,砂岩分选作用变差、泥质含量增多,砂岩分层系数增大,非均质性增强,原始孔渗条件变差。与之相反,中期基准面下降半旋回发育进积型砂体,砂岩孔渗条件逐渐改善。

5 结 论

1)根据钻井岩心、高分辨率地震解释剖面 and 测井曲线等资料,在商河地区沙二下亚段层序界面的识别和追踪对比基础上,建立了商河地区沙二下亚段高分辨率层序地层格架,认为惠民凹陷商河地区沙二下亚段属于沙三段—沙二段长期基准面旋回的下半旋回,沙二下亚段可进一步划分为 3 个中期基准面旋回。

2)通过薄片鉴定、铸体薄片、岩心物性、测井解释和压汞曲线分析,对商河砂体的储层物性和孔隙结构进行了评价。研究认为,水下分流河道砂体和河口坝砂体物性最好,以ⅡA类储层为主,部分可达ⅠA、

I B 类储层,储层非均质性较弱;远砂坝和前缘席状砂物性一般略差,多属于 II B 类储层;湖滩砂和分流间湾砂体很薄,一般在 IIIA 类以下,非均质性最强。研究发现物性较好的储集砂体主要发育在中期基准面上升早期和下降晚期,且下降半旋回砂岩的孔渗特征总是优于上升半旋回砂岩。

3)储集砂体的平面分布和平面非均质性主要受控于沉积微相的类型和分布,而沉积相带的迁移、相的演化及储层垂向非均质性均受控于基准面的升降变化,故基准面旋回的升降变化对储层的空间展布和非均质性均具有明显的控制作用。

参考文献 (References):

[1] 曾允孚,覃建雄. 沉积学发展现状与前瞻 [J]. 成都理工学院学报, 1999, 26(1):1-7.
Zeng Yunfu, Qin Jianxion. Development and future of sedimentology [J]. Journal of Chengdu University of Technology, 1999, 26(1):1-7 (in Chinese with an English abstract).

[2] 张莉,钟大康,朱筱敏. 惠民凹陷古近系碎屑岩储层性质主控因素简析[J]. 中国地质, 2005, 32 (4):682-689.
Zhang Li, Zhong Dakang, Zhu Xiaomin. Main controlling factors of Paleogene sandstone reservoirs in the in Huimin subbasin [J]. Geology in China, 2005, 32(4): 682-689(in Chinese with English abstract).

[3] 倪超,纪友亮. 饶阳凹陷古近系沙河街组层序地层分析及沉积体系研究 [J]. 中国地质, 2006, 33(1):193- 200.
Ni Chao, Ji Youliang. Sequence stratigraphy and sedimentary system of the Paleogene Shahejie Formation in the Raoyang subbasin[J]. Geology in China, 2006, 33(1):193-200 (in Chinese with English abstract).

[4] 邱桂强. 东营凹陷古近系成岩层序特征与储集差异性分析 [J]. 沉积学报, 2007, 25(6):915-922.
Qiu Guiqiang. Analysis on Lower Tertiary diagenetic sequence characteristics and their differences of reservoirs in Dongying sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25 (6): 915-922 (in Chinese with an English abstract).

[5] 靳松,朱筱敏,钟大康. 扇三角洲高分辨率层序地层对比及砂体分布规律[J].中国地质, 2006, 33(1): 212-220.
Jin Song, Zhu Xiaomin, Zhong Dahang. High-resolution sequence stratigraphic correlation of fan deltas and distribution characteristics of sandbodies [J]. Geology in China, 2006, 33 (1):212-220 (in Chinese with English abstract).

[6] 韩作振,高丽华,杨仁超,等. 商河油田沙河街组二段下亚段沉积

微相展布及构造成因分析[J]. 矿物岩石, 2007, 27(3):88-93.
Han Zuozhen, Gao Lihua, Yang Renchao, et al. Analysis of sedimentary micro-facies distribution and tectonic origin of lower Es₂ in the Shanghe oilfield[J]. J Mineral Petrol, 2007, 27(3):88-93 (in Chinese with an English abstract).

[7] Cross A T, Lessenger M A. Sediment Volume Partitioning: Rationale for Stratigraphic Model Evaluation and High-Resolution Stratigraphic Correlation [R]. Accepted for publication in Norwegian Petroleum-Forneing Conference Volume, 1996: 1-24.

[8] 邓宏文. 美国层序地层研究中的新学派——高分辨率层序地层学 [J]. 石油与天然气地质, 1995, 16(2):89-97.
Deng Hongwen. A new school of thought in sequence stratigraphic studies in U.S.:high-resolution sequence stratigraphy [J]. Oil & Gas Geology. 1995, 16(2):89-97 (in Chinese with an English abstract).

[9] 郑荣才,尹世民,彭军. 基准面旋回结构和叠加样式的沉积动力学分析[J]. 沉积学报, 2000, 18(3):369-375.
Zheng Rongcai, Yin Shiming, Peng Jun. Sedimentary dynamic analysis of sequence structure and stacking pattern of base-level cycle [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18 (3): 369-375 (in Chinese with an English abstract).

[10] 柯光明,郑荣才,高红灿,等. 珠江口盆地珠海组-韩江组基准面旋回与储层非均质性的关系 [J]. 成都理工大学学报, 2007, 34 (1):41-46.
Ke Guangming, Zheng Rongcai, Gao Hongcan, et al. Control of stratigraphic sequence over the reservoir heterogeneity of the Zhuhai-Hanjiang Formation in the Zhujiangkou basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2007, 34(1):41-46 (in Chinese with an English abstract).

[11] 范乐元,朱筱敏,宋隍,等. 黄骅坳陷北大港构造带古近系沙河街组高分辨率层序地层格架及其对储层非均质性的控制 [J]. 地层学杂志, 2005, 29(4):355-361.
Fan Leyuan, Zhu Xiaomin, Song Kun, et al. High-resolution sequence-stratigraphic framework and its control on the reservoir heterogeneities of beidagang tectonic belt in Huanghua sag [J]. Journal of Stratigraphy, 2005, 29 (4):355-361 (in Chinese with an English abstract).

[12] 谈卫东,庞锦莲,张尚峰,等. 坪北油田延长组长 4+5-长 6 油层组基准面旋回格架内储层宏观非均质性[J].大庆石油地质与开发, 2008, 27(1):30-38.
Dan Weidong, Pang Jinlian, Zhang Shangfeng, et al. Reservoirmacroscopic heterogeneity within base-level cycle framework of Chang 4 +5 -Chang 6 in Yangchang Formation of Pingbei oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008, 27(1):30-38 (in Chinese with an English abstract).

Characteristics of Shanghe sandbody reservoirs and high-resolution sequence stratigraphic control in Huimin sag

FAN Ai-ping¹, YANG Ren-chao¹, HAN Zuo-zhen¹, CHEN Qingc-hun²

(1. College of Geological Science and Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266510, Shandong, China;

2. Linpan Oil Recovery Yard, Shengli Oilfield, Linyi 251507, Shandong, China)

Abstract: Based on theories and techniques of high-resolution sequence stratigraphy and reservoir geology, the authors made a synthetic study of sequence stratigraphy, reservoir characteristics and the control factors of the lower subsection of the 2nd Member of Shahejie Formation (Es_2^2) in Shanghe area by such means as drill core observation, slice identification, property analysis of drill core, logging curve interpretation and mercury-injection analysis, with the purpose of detecting the distribution regularity, the properties and the control factors of Shanghe sandbodies in Huimin sag. It is found that the Es_2^2 could be divided into 3 middle base-level cycles. Sandstone reservoirs with relatively good properties occurred mainly in the early stage of the ascending middle base-level cycle and the late stage of the descending middle base-level cycle, and that the properties of sandstone reservoirs in the descending middle base-level cycle are commonly superior to those of the ascending middle base-level cycle. The following conclusions could be drawn: the properties of the reservoirs are closely related to sedimentary microfacies, i.e., reservoirs in subaqueous distributary channel sandbodies and bayou sandbars have the best properties, but with poor inhomogeneity; far sandbars and front sheet sandstone have relatively inferior properties, and beach-sandstone and interdistributary bay sandstone with strongest inhomogeneity have the worst properties. Planar distribution and inhomogeneity of sandbody reservoirs are mainly controlled by types and distribution of sedimentary microfacies. Therefore, the transference and evolution of the sedimentary facies belt and the vertical inhomogeneity of the reservoirs are all controlled by ascending and descending fluctuation of the base-level. As a result, spatial distribution and inhomogeneity of reservoirs are under the control of ascending and descending fluctuation of base-level cycles.

Key words: Huimin sag; Shanghe sandbodies; reservoirs; sequence stratigraphy

About the first author: FAN Ai-ping, female, born in 1978, doctor, specializes in reservoir sedimentology; E-mail: xiaofan781026@sina.com.