

文章编号: 1009-3850(2009)03-0047-09

# 渤海湾埕北低凸起东斜坡东营组储层特征及其控制因素

时丕同<sup>1,2</sup>, 高喜龙<sup>2</sup>, 杨鹏飞<sup>2</sup>, 于世娜<sup>2</sup>, 武群虎<sup>2</sup>

(1. 石油大学 (华东) 地球资源与信息学院, 山东 东营 257061; 2. 中石化胜利油田海洋采油厂, 山东 东营 257237)

**摘要:** 埕北低凸起东斜坡地区东营组储层的储集砂体主要为石英砂岩、长石砂岩和长石质石英 (杂) 砂岩。孔隙是储集层的主要储集空间, 主要有粒间孔、溶蚀孔、微孔隙三种类型。在综合分析储层的物性和孔隙的结构特征的基础上, 对该地区储层进行了综合分类评价, 将砂岩储层划分为四个类型。储层的发育受沉积作用和后期成岩作用控制。沉积环境从宏观上控制了储层的发育, 而压实、胶结和溶蚀作用在微观上影响了孔隙的演化与储层物性的变化。对于埋藏较深的储层, 成岩作用对储层的质量起着决定性的作用。

**关键词:** 埕北低凸起; 东斜坡; 东营组; 储层特征 控制因素

**中图分类号:** TE122.2<sup>+</sup>3      **文献标识码:** A

埕北低凸起东斜坡位于渤海湾盆地南部的浅海和极浅海海域, 构造上属于埕宁隆起带埕北低凸起的东南部, 其北为沙南凹陷、渤中凹陷, 东为桩东凹陷, 西为埕北凹陷 (图 1), 是北西走向的埕北构造体系、近南北走向的孤东-长堤构造体系及北东走向的渤南构造体系的交汇处。

埕北低凸起东斜坡地区古近系与下伏地层角度不整合接触, 主要发育沙河街组一段和东营组。在斜坡较深处保留有厚约 30~170m 的沙三中下段及厚约 50~210m 的沙四段地层, 普遍缺失沙三上、沙二段地层。沙一段为一套半深湖-滨浅湖相沉积, 东营组为一套湖相-河流相沉积。东营组下部为半深湖-滨浅湖相沉积, 暗色泥岩发育, 具有一定的生油能力。东营组中部为大型扇三角洲沉积, 砂岩发育。东营组上部为河流相沉积, 砂岩和泥岩呈不等厚互层, 顶部遭受不同程度的剥蚀。新近系与古近系呈微角度不整合。古近系沉积在斜坡带表现为东营组下部地层沿斜坡向埕岛潜山主体层超覆, 东营组上部地层完全披覆, 东营组末期和馆陶组早期, 因长期

的风化剥蚀, 地层大面积缺失 (图 2)。

东营组为该区的主要含油层系, 高喜龙、杨鹏飞

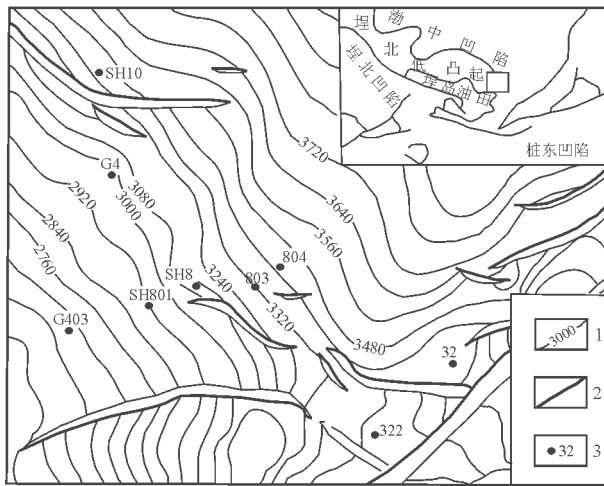


图 1 埕北低凸起东斜坡区域位置和构造井位图  
1 等高线; 2 断层; 3 井位  
Fig. 1 Regional location, structures and well sites in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift  
1= contour line; 2= fault; 3= well site

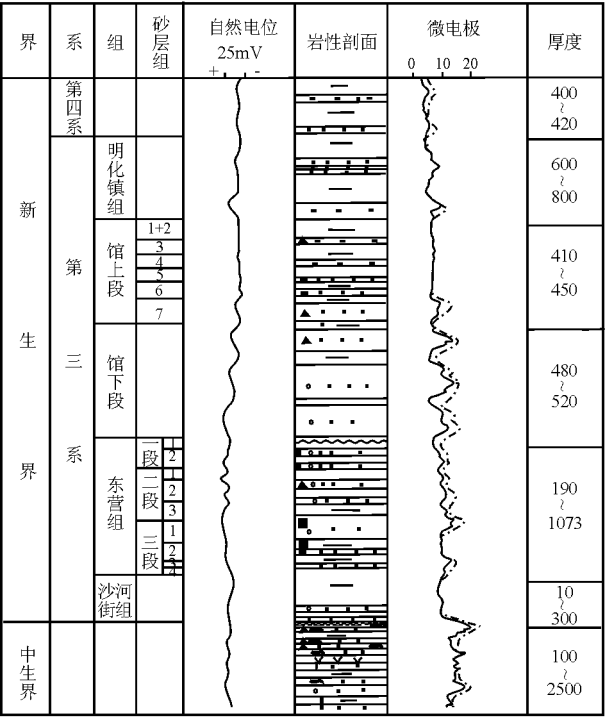


图 2 埕北低凸起东斜坡地层柱状图  
Fig 2 Stratigraphic column through the eastern slope zone of the Chengbei low uplift

等 (2002 2003)对该区的地层层序、沉积特征及油藏类型进行了研究<sup>[1 2]</sup>。操应长等 (2002)通过分析埕岛东斜坡地区东三段砂岩成岩作用特征,总结出东三段砂岩体的成岩成藏模式<sup>[3]</sup>。埕北低凸起东斜坡东营组储层物性差别较大,目前对该地区东营组储层特征与控制因素的研究程度仍然很低。加强这方面的研究,明确影响储层储集性能的主要因素,对进一步落实优质储层平面分布,提高油气勘探开发效益具有重要意义。

1 储层的岩石学特征

1.1 储集空间类型

埕北低凸起东斜坡地区东营组的储集砂体主要为石英砂岩、长石砂岩和长石质石英 (杂)砂岩。石英砂岩主要出现于该地区三角洲的河口坝和水下分流河道,杂砂岩主要出现于三角洲边缘的滑塌浊积岩和重力流水道充填沉积。

孔隙是储集层的主要储集空间,埕岛东斜坡地区东营组下段砂岩储层的储集空间主要有粒间孔、溶蚀孔和微孔隙三种类型 (图 3)。

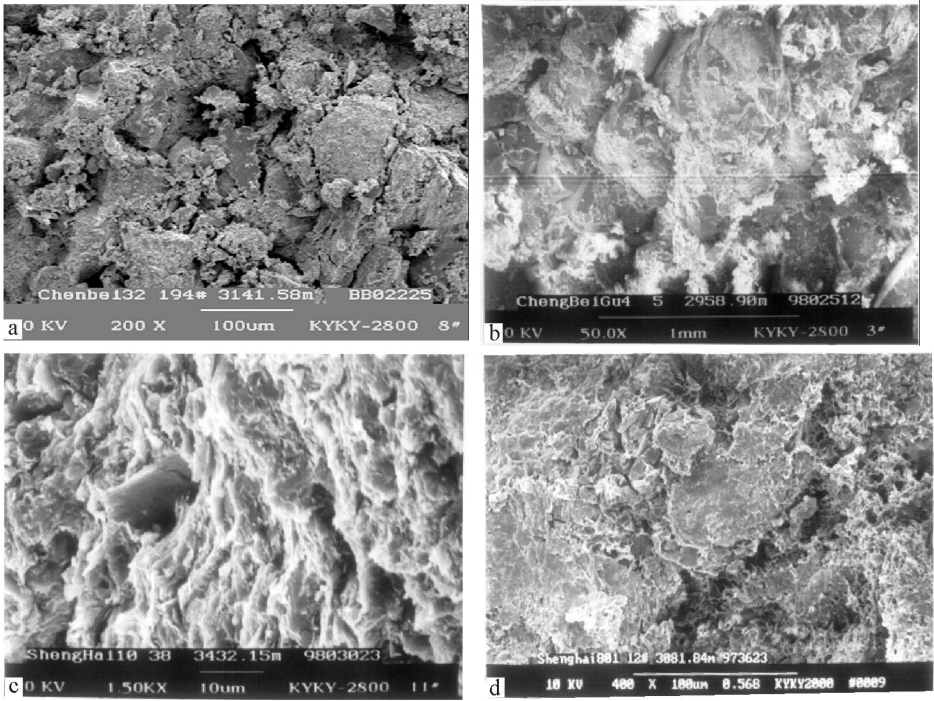


图 3 东营组砂岩储层的储集空间

a 粒间孔 (CB32井, 3141.58m, 100μm×200) b 粒间孔 (CBG4井, 2958.90m, 1mm×50); c 微孔隙 (SH10井, 3421.15m, 10μm×1500); d 溶蚀孔 (SH80井, 3081.84m, 100μm×400)

Fig 3 Reservoir spaces of the Dongying Formation sandstone reservoirs in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift  
a Intergranular pores (3141.58 m, CB32 well, 100μm×200); b Intergranular pores (2958.90 m, CBG4 well, 1 mm×50); c Micropores (3421.15 m, SH10 well, 10μm×1500); d Solution openings (3081.84 m, SH801 well, 100μm×400)

粒间孔:根据铸体薄片鉴定及扫描电镜分析,储集空间以粒间孔为主,孔隙接触式胶结,粒间孔发育,孔隙内常有大量杂基充填,使孔隙变小。

溶蚀孔:由碎屑颗粒或胶结物的可溶组分被溶解后而形成,这类孔隙数量较少,偶尔见到长石颗粒被溶解后形成的筛状、栅状孔隙。

微孔隙:主要是指杂基内微细孔及粘土矿物晶间微孔,一般小于 $0.5\mu\text{m}$ 这类孔隙数量较多,但个体小,连通性差,对储层流体的渗流基本不起作用。

1. 原生孔隙

主要为原生粒间孔。东斜坡储层原生粒间孔的含量较高,这同该地区特殊的成岩成藏历史有关。油气于成岩A期晚期开始生成,并于晚成岩B期大量进入储集层砂岩中,充填了还未被压实和胶结物充填的原生粒间孔,抑制了后期的成岩作用,从而使原生孔隙得以较好保存,因而东斜坡地区含油砂体常具有较好的孔渗性。

2 次生孔隙

次生孔隙为在成岩过程中所形成的溶解孔隙,主要形成于晚成岩A期作用阶段。溶解孔隙的类型主要为粒间溶解孔、粒内溶解孔等。粒间溶解孔多为粒间充填物如早期碳酸盐胶结物发生溶解,主要出现于早期未被油气充填而被早期胶结物充填的砂岩中,因此分布较为局限。粒内溶解孔主要为长石等不稳定颗粒遭受溶解所致,显微镜下长石发生溶解作用后显现残骸状、网格状等,此种溶解作用常沿颗粒的解理缝、双晶缝发生。

1. 2 孔隙结构特征

综合应用现有的压汞、铸体薄片、扫描电镜、储层物性等资料,对储层的孔隙结构特征进行研究。

根据SH10、CB8、CB803、SH8、CBG4、CB3等井所取的东营组74块砂岩样品资料统计(表1),最大连通孔喉半径为 $1.457\sim 93.227\mu\text{m}$ ,平均为

$13.841\mu\text{m}$ ;孔喉半径平均值主要分布于 $0.785\sim 20.986\mu\text{m}$ 之间,平均孔喉半径均值为 $4.328\mu\text{m}$ ;孔喉半径中值R50在 $0.136\sim 21.753\mu\text{m}$ 之间,平均为 $2.285\mu\text{m}$ 。孔喉粗细不均,分选性较差,孔喉变异系数为 $0.647\sim 1.080$ ,平均 $0.847$ ;均质系数 $0.14\sim 0.44$ ,平均为 $0.319$ 。孔喉偏细、变化范围大,非均质性强。

岩心压汞曲线按形态大致可以分为两类(图4):I型岩芯压汞曲线中间的平缓段偏上,偏斜度较大,曲线平缓段不明显。最大连通孔喉半径平均为 $7.456\mu\text{m}$ ;孔喉平均半径为 $2.296\mu\text{m}$ ;孔喉半径中值R50平均为 $0.806\mu\text{m}$ 。孔喉偏细、喉道大小分布不集中,分选差。II型岩芯压汞曲线中间的平缓段靠下,偏斜度较小,平缓段较为明显,说明孔喉大小分布较集中,分选型较好。最大连通孔喉半径为 $19.890\mu\text{m}$ ;孔喉半径平均值为 $6.254\mu\text{m}$ ;孔喉半径中值R50平均为 $3.647\mu\text{m}$ ,表明喉道较粗,其对应的孔隙度较大,渗透率值较高。

同一储层孔隙结构各项参数近似,反映在相同的构造、沉积背景条件下,其孔隙结构特征是相似的。但不同层位的储层,其各项参数变化较大,孔隙结构在纵向上有一定的非均质性。总体上,若孔隙较大,喉道较宽,则储集性较好。

2 油气储层的评价分类

在综合分析储层的物性和孔隙结构特征的基础上,对该地区储层进行了综合分类评价,总体上可以划分为四类<sup>[4]</sup>:

I类储层:孔隙度一般大于20%,渗透率一般大于 $10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,以原生孔隙为主。孔隙半径较大,孔隙连通性较好,多为中孔中渗、高孔高渗储层。此类储层主要见于三角洲沉积的河口坝、分流河道以及湖侵沟道沉积,是该地区主要的储层类型。

表 1 坳北低凸起东斜坡东营组砂岩储层孔隙结构特征

Table 1 Pore structures of the Dongying Formation sandstone reservoirs in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift

| 项目<br>类别 |      | 孔隙度/% | 渗透率/ $\mu\text{m}^2$ | 排驱压力/<br>MPa | 最大连通<br>孔半径/ $\mu\text{m}$ | P50/MPa | 孔喉半径<br>中值/ $\mu\text{m}$ | Snax/% | 平均孔径/<br>$\mu\text{m}$ | 均质系数  | 变异系数  |
|----------|------|-------|----------------------|--------------|----------------------------|---------|---------------------------|--------|------------------------|-------|-------|
| 最小       |      | 11.5  | 0.00054              | 0.0079       | 1.457                      | 0.0338  | 0.136                     | 46.46  | 0.785                  | 0.140 | 0.647 |
| 最大 26.8  |      | 6.64  | 0.5048               | 93.227       | 5.8731                     | 21.753  | 96.20                     | 20.986 | 0.440                  | 1.080 |       |
| 平均       |      | 20.6  | 0.295                | 0.094        | 13.841                     | 0.917   | 2.285                     | 78.500 | 4.328                  | 0.319 | 0.847 |
| 平均       | 19.4 | 0.057 | 0.140                | 7.456        | 1.551                      | 0.806   | 72.373                    | 2.296  | 0.311                  | 0.853 |       |
| 平均       | 21.7 | 0.519 | 0.049                | 19.890       | 0.333                      | 3.647   | 84.305                    | 6.254  | 0.325                  | 0.841 |       |

(据胜利油田地质科学院)

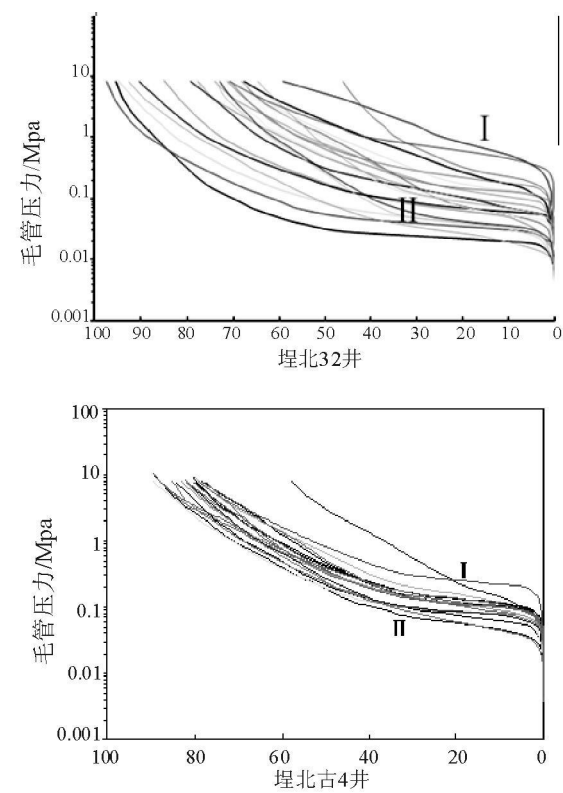


图 4 岩心压汞曲线

Fig 4 Mercury injection curves for the core samples from the CB32 well (upper) and CB4 well (lower)

II类储层: 孔隙度一般大于 10%, 渗透率一般大于  $11 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。孔喉半径中等, 孔隙连通性中等, 多为低孔低渗储层。孔隙类型以次生孔隙为主, 同时也发育残余原生孔隙。此类储层多见于三角洲沉积的远砂坝、浊积扇砂体以及滑塌浊积岩砂体。岩石中杂基含量较高, 成熟度低, 常经后期成岩作用改造。

II类储层: 孔隙度一般大于 7%, 渗透率一般大于  $0.1 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 孔喉半径较小, 孔隙连通性较差, 多为较低孔特低渗和低孔特低渗储层, 含油性相对较差, 主要受后期成岩作用改造所致。

IV类储层: 孔隙度一般小于 0.7%, 渗透率低于  $0.1 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 基本是一种致密储层。

总体上, 该地区砂岩体基本为 II类和 I类储层, 且以I类储层为主, 储层质量较好。II类和IV类储层均由于后期成岩作用改造所致, 但该地区分布较少, 仅在局部层段, 其基本上为不含油的致密砂体。

3 储层物性的控制因素

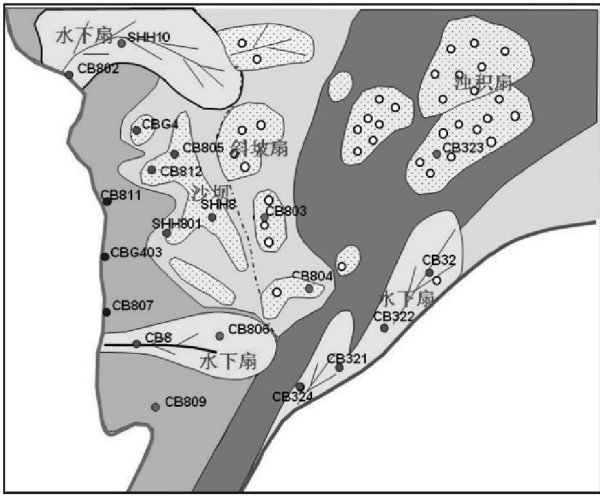


图 5 埕北低凸起东斜坡东营组二段沉积体系图

Fig 5 Depositional systems in the second member of the Dongying Formation in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift

3.1 矿物颗粒的大小和分选性

矿物颗粒的大小决定储层孔喉的大小, 从而也决定了储层的储集物性及渗透性<sup>[5]</sup>。颗粒的分选性越好, 孔隙和喉道的发育越均匀, 孔隙度与渗透率越大。在分选性一定的条件下, 矿物颗粒越大, 孔喉半径越粗, 储集物性越好。随粒度中值增大, 孔喉半径增大, 其孔隙度和渗透率也随之增大。

3.2 泥质含量及粘土矿物

储层中泥质含量越高, 则孔隙度发育越差。泥质作为杂基, 充填于孔隙、喉道内, 使孔隙、喉道变小, 从而使储集、渗透性变差。随泥质含量的增加, 孔隙度、渗透率降低。

泥质中不同的粘土矿物成分对孔隙发育的影响程度不同。东斜坡东营组储层中粘土矿物以高岭石为主, 含量高达 69.5%。高岭石遇水后易被迁移, 在细喉道处产生聚集, 从而堵塞喉道, 充填孔隙。此外, 伊蒙混层含量占粘土含量的 14.3%。由于蒙脱石遇水后体积膨胀, 容易阻塞孔隙、喉道, 因此, 虽然蒙脱石含量较少, 但对储层的危害性也较大。

3.3 沉积微相

沉积微相控制了储集砂体的岩石学特征和结构类型, 其与储层的原生孔隙有直接联系。研究区砂岩体的沉积微相类型较多, 主要有三角洲沉积中的河口坝、水下分流河道、远砂坝以及沟道扇沉积体系中的水道、水道侧缘等沉积微相, 以及三角洲前缘浊积岩沉积。

在这些微相中,三角洲沉积的河口坝和分流河道等砂体常具较高原生孔隙度,如CBG4主力产油砂体,主要为河口坝和分流河道砂体,基本上是中孔中渗储层。而三角洲前缘滑塌浊积岩,由于其成分、结构成熟度均较低,杂基含量高,原生孔隙含量较低,具较低的孔渗性。如CB323下部含油砂体为三角洲滑塌所形成的浊积岩砂体,其储层物性较差,多为低孔低渗储层。

3.4 成岩作用

研究区目前的砂体埋藏深度为2900~3450m,基本上处于晚成岩A期至B期。次生孔隙发育,正好对应于第一个次生孔隙发育带<sup>[56]</sup>。

通过对坳北古4井和胜海8井东营组和沙一段地层的镜下观察、粘土矿物X射线衍射分析和扫描电镜分析,可以看出本区主要发育有压实作用、压溶作用、交代作用、胶结作用、溶蚀作用及成岩收缩作用等成岩作用。根据对储层物性的主要影响,将其划分为对储层物性有害的成岩作用和对储层物性有利的成岩作用。

1. 破坏储层物性的成岩作用

(1) 压实作用和压溶作用

压实作用和压溶作用是导致砂岩储层的孔隙度、渗透率衰减的主要因素之一。

根据镜下观察,东营组地层中压实作用和压溶作用均较强烈。由于压实作用,石英、长石颗粒常发生较强烈的机械破碎,颗粒与颗粒间多表现为线接触和凸凹接触等接触关系。云母等塑性颗粒发生了强烈的压弯作用。压实、压溶作用都会导致岩石更加致密,颗粒间的孔隙严重衰减,孔喉形状由管状变为片状和缝状,产生对储层物性有害的影响(图6)。

(2) 胶结作用

胶结物充填了孔隙,同时还可能堵塞喉道,从而会导致储层的孔隙度和渗透率均快速降低,所以胶结作用也是破坏储层的主要因素之一。如CBG4井岩心中常见局部含油性差,岩性致密等现象,其主要是由于碳酸盐矿物的胶结作用所致。同时本区砂岩中自生粘土矿物含量也较高,多以充填或堵塞喉道的形式产出,故对储层破坏也较强烈。

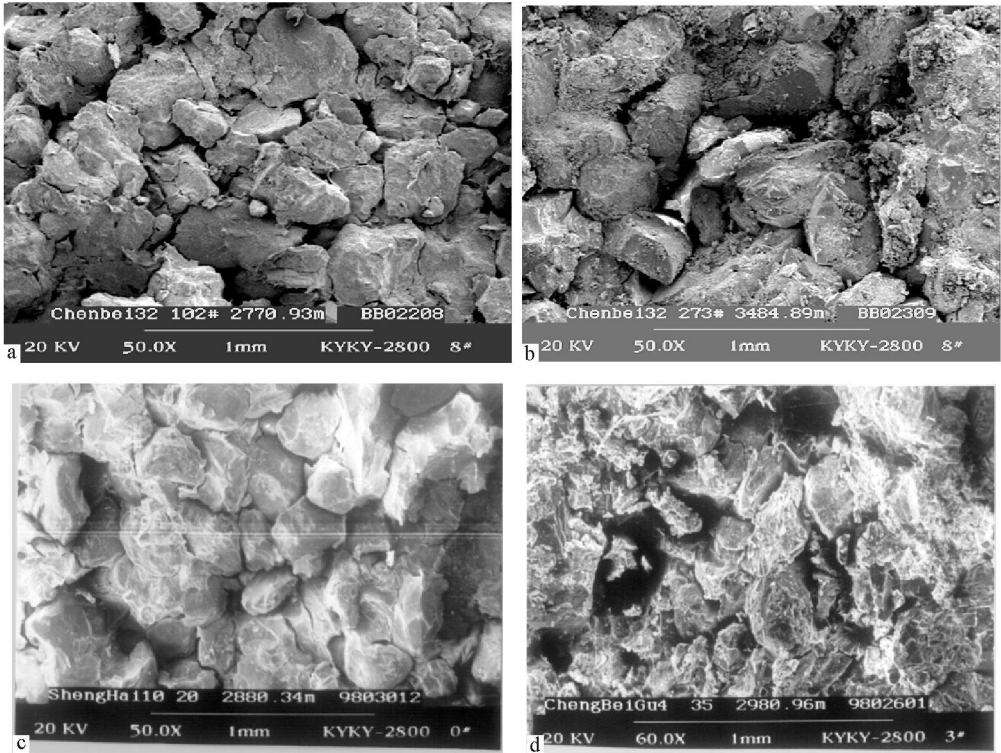


图6 坳北低凸起东斜坡东营组砂岩储层的压实作用

a 颗粒接触处因压实作用破碎(CB32井, 2770.93m 1mm×50); b 颗粒定向排列(CB2井, 3484.89m 1mm×50); c 颗粒定向排列(SH10井, 2880.34m 1mm×50); d 颗粒挤压变形(CBG4井, 2980.96m 1mm×60)

Fig 6 Compaction of the Dongying Formation sandstone reservoirs in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift  
a Crushing of grains by compaction (2770.93 m CB32 well 1 mm×50); b Oriented arrangement of grains (3484.89 m CB32 well 1 mm×50); c Oriented arrangement of grains (2880.34 m SH10 well 1 mm×50); d Deformation of grains by compression (2980.96 m CBG4 well 1 mm×60)

研究区胶结物类型主要有泥质、硅质、方解石、白云石等。泥质胶结物主要为泥质杂基,在成岩过程中重结晶,显微镜下可见泥质薄壳状分布于颗粒周围并交代碎屑颗粒。碳酸盐矿物的胶结对储层的物性影响较大,其常使岩石成致密储层,孔渗变差。如埕北古4井岩芯中局部砂岩岩性致密,呈灰白色,不含油,其主要是由于早期方解石胶结所致。

石英次生加大现象在埕岛东斜坡东营组下段水下扇储集体砂岩中较为常见,加大边较窄,可能与本区特殊的成岩历史有关。油气在早期进入砂岩充填了孔隙,从而抑制了硅质胶结作用的进行(图7)。

总体上,东斜坡东营组储层砂岩中胶结物含量较低,一般仅含2%~4%。胶结作用以孔隙式胶结为主,局部见接触式和基底式胶结,因而储集砂岩一般较松散。

(3)自生矿物的形成与充填作用

溶蚀作用发生后,随孔隙水饱和度达到极限和孔隙内介质性质的变化,在早期形成的部分孔隙和喉道内开始形成自生矿物。薄片常见的自生矿物有粘土矿物、铁白云石、铁方解石、自生石英等。这些自生矿物的形成和充填,使孔隙和喉道缩小,从而使储层储集性能变差(图8)。

2 对储层物性有利的成岩作用

(1)溶解作用

本区砂岩中溶解作用强烈,形成了大量次生溶孔,大大改善了储层的物性。次生溶孔的发育对储层的意义很大,也是较深或深部储层的主要储集空间。溶解作用发生于机械压实、胶结和交代作用之后,是在有机质成熟期脱羧产生的有机酸和二氧化碳对碎屑组分进行的溶蚀作用,属于晚成岩现象。

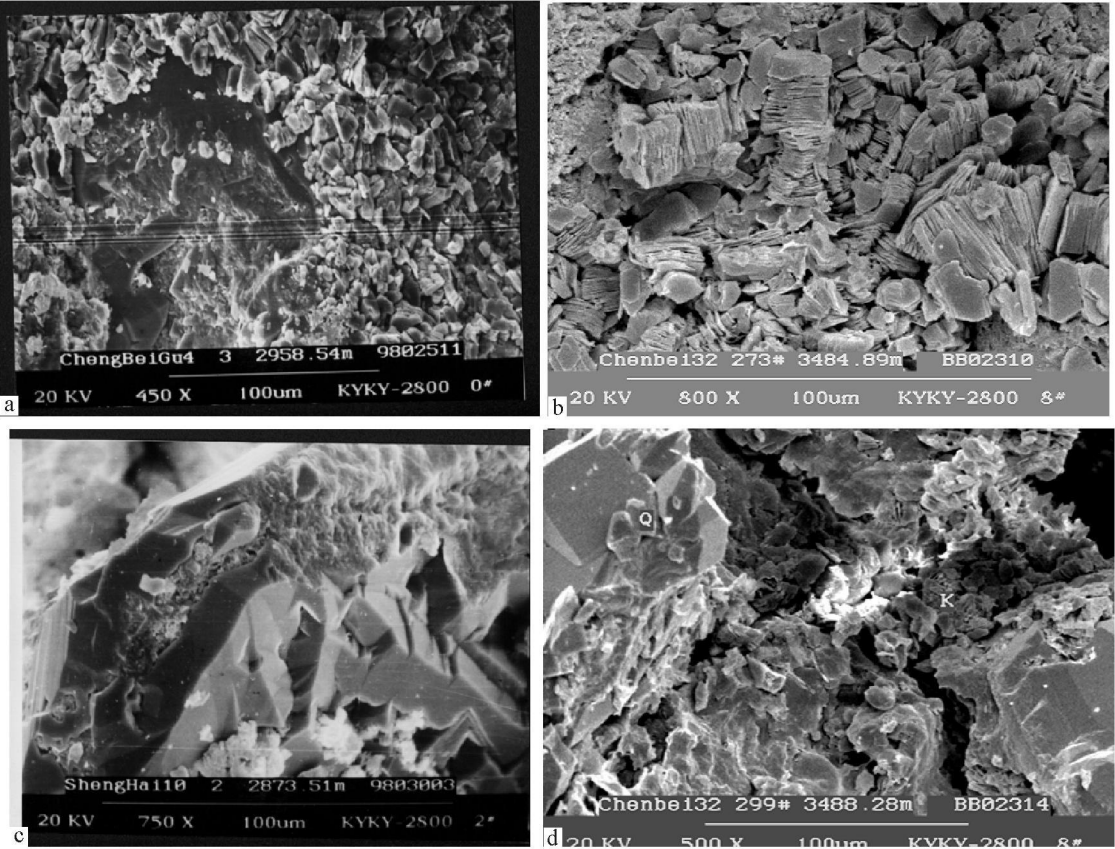


图7 埕北低凸起东斜坡砂岩储层的胶结作用

a 充填高岭石及石英的次生加大(CBG4井, 2958.54m 100μm×450); b 孔隙中充填的自形书页状高岭石集合体(CB32井, 3484.89m 100μm×800); c 石英次生加大及充填薄片状高岭石(SH10井, 2873.51m 100μm×750); d 石英次生加大及高岭石的充填(CB32井, 3488.24m 100μm×500)

Fig.7 Cementation of the Dongying Formation sandstone reservoirs in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift  
a Kaolinite fillings and quartz overgrowth (2958.54 m CBG4 well 100μm×450); b Euhedral block-shaped kaolinite aggregations(3484.89 m CB32 well 100μm×800); c Quartz overgrowth and sheet shaped kaolinite (2873.51 m SH10 well 100μm×750); d Quartz overgrowth and kaolinite fillings(3488.24 m CB32 well 100μm×500)

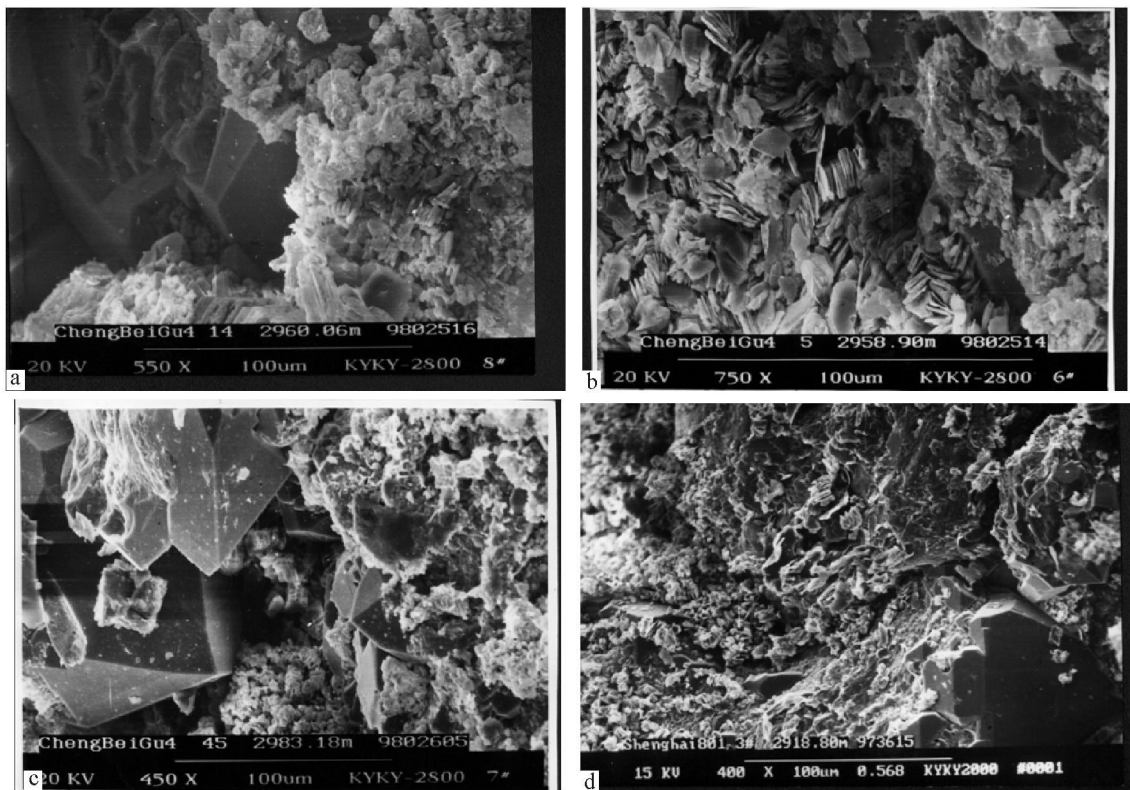


图 8 坳北低凸起东斜坡砂岩储层自生矿物的形成与充填作用

a 非晶质蛋白石向石英转化及自生石英 (CBG4井, 2960.06m 100 $\mu$ m $\times$ 550); b 差片状高岭石充填及自生石英 (CBG4井, 2958.90m 100 $\mu$ m $\times$ 750); c 石英次生加大及自生石英 (CBG4井, 2983.14m 100 $\mu$ m $\times$ 450); d 石英加大及高岭石充填 (SH801井, 2918.80m 100 $\mu$ m $\times$ 400)

Fig 8 Formation and filling of authigenic minerals in the Dongying Formation sandstone reservoirs in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift

a Amorphous opal transformed into quartz and authigenic quartz (2960.06 m CBG4 well 100 $\mu$ m $\times$ 550); b Sheet kaolinite filling and authigenic quartz (2958.90 m CBG4 well 100 $\mu$ m $\times$ 750); c Quartz overgrowth and authigenic quartz (2983.14 m CBG4 well 100 $\mu$ m $\times$ 450); d Quartz overgrowth and kaolinite filling (2918.80 m SH801 well 100 $\mu$ m $\times$ 400)

溶解作用的结果是形成次生孔隙,对油气储层相对有利。岩溶作用在岩石分选较好、石英和长石含量较高、并含有一定碳酸盐胶结物的中细砂岩中较为发育。而杂基含量较高的粉砂岩中因孔隙中水的流动不畅,溶解作用较弱。溶解作用使岩石中形成次生孔隙,扩大孔隙喉道,改善储层的储集性能,为烃类聚集提供了储集空间(图9)。

东斜坡东营组中的次生孔隙主要为长石和早期碳酸盐胶结物等不稳定组分遭受溶解作用而形成。薄片常见颗粒边缘被溶蚀成不规则状。溶解作用主要与酸性地下水的活动有关,埕岛东斜坡东营组砂岩具有较充足的酸性地下水来源,其主要来自于有机质向油气转化过程中形成的有机酸。东斜坡东营组、沙一段生油岩及古近系生油岩,随埋深增加不断进入生油期,在生成大量油气的同时,也排出大量

的有机酸,为溶解作用的进行提供了物质基础。当酸性地层水进入砂岩孔隙后,使长石、碳酸盐矿物等不稳定组分发生溶解,形成大量的次生孔隙。同时由于地层长期处于酸性条件下,也有利于自生高岭石的形成,亦会导致其它粘土矿物(如蒙脱石、伊利石)向高岭石转化,从而使地层中高岭石粘土矿物含量较高,达60%~90%左右。

(2)成岩收缩作用

在富含泥质、粉砂质的粒度较细的岩层中,由于成岩过程中的失水收缩而形成微小的次生孔隙和成岩收缩缝。这种在成岩早期形成的孔隙或收缩缝多被后期胶结成份所充填。

成岩作用对储层质量影响较大,可使好储层变差,也可使差的储层变好。如CBG4井3008.45m附近砂岩因早期碳酸盐胶结作用强烈,致使该段形成

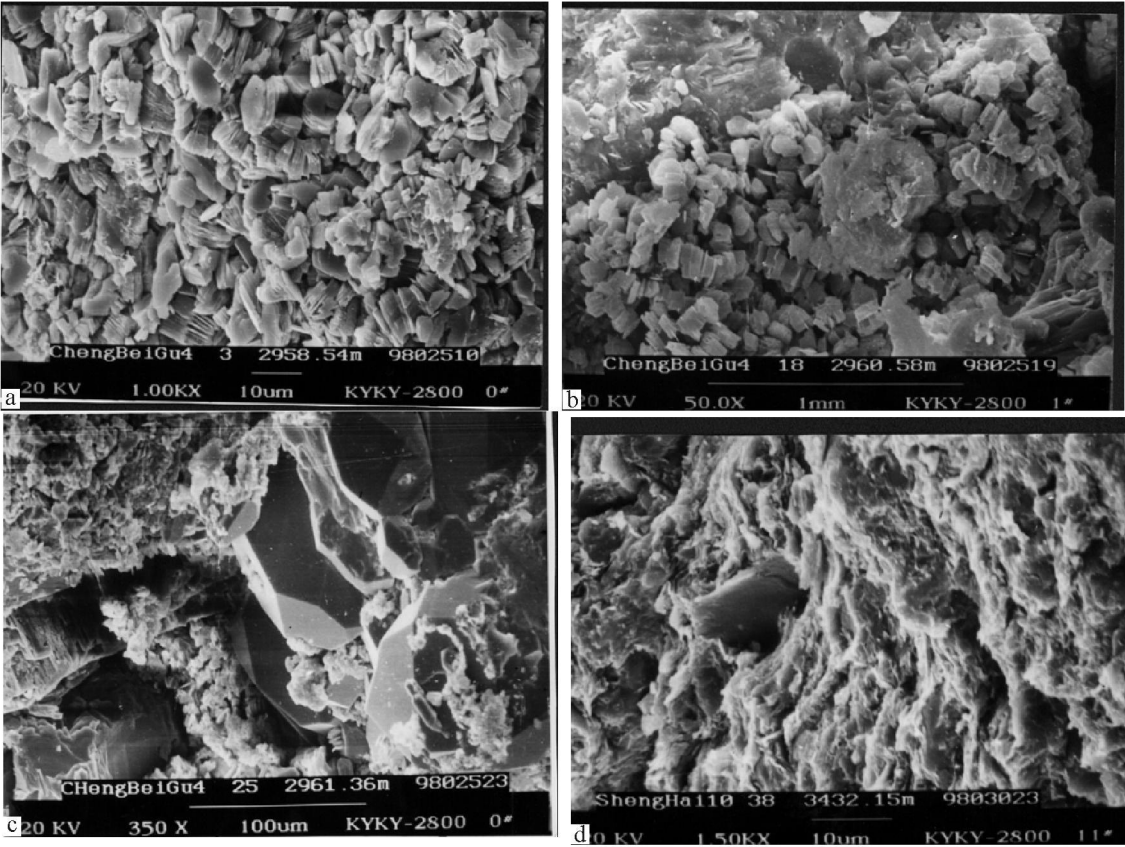


图 9 埕北低凸起东斜坡砂岩储层的溶解作用

a 充填分布的高岭石溶蚀现象 (CBG4井, 2958.54m, 10μm×1000); b 充填分布的片状高岭石及溶蚀现象 (CBG4井, 2960.58m, 1mm×50); c 长石颗粒溶蚀, 次生孔隙加大 (CBG4井, 2961.36m, 100μm×350); d 泥岩平行层理及溶蚀现象 (SH10井, 3432.15m, 10μm×1500)

Fig. 9 Dissolution of the Dongying Formation sandstone reservoirs in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift  
a Dissolution of kaolinite fillings (2958.54 m, CBG4 well, 10 μm × 1000); b Dissolution of sheet kaolinite fillings (2960.58 m, CBG4 well, 1 mm × 50); c Dissolution of feldspar grains and enlargement of secondary porosity (2961.36 m, CBG4 well, 100 μm × 350); d Parallel beddings and dissolution of mudstone (3432.15 m, SH10 well, 10 μm × 1500)

了致密储层, 储层物性差。相反, 由于溶解作用的存在, 又可使沉积时物性较差储层变好, 如 SH8井在 3021~3052m 井段中常见长石的溶解现象, 改善了储集砂体的储集物性。

4 结 论

- (1) 埕北低凸起东斜坡地区东营组储层的储集砂体主要为石英砂岩、长石砂岩和长石质石英(杂)砂岩, 孔隙是储集层的主要储集空间, 主要有粒间孔、溶蚀孔、微孔隙三种类型。
- (2) 在综合分析储层的物性和孔隙的结构特征的基础上, 该地区储层总体上可以划分为I~IV四个储层类型。
- (3) 储层的发育既受沉积作用控制, 还受到后期成岩作用控制。沉积环境在宏观上控制了储层的发育, 而压实、胶结和溶蚀等成岩作用在微观上影响

了孔隙的演化与储层物性的变化。对于埋藏较深的储层, 成岩作用常对储层的质量起到了决定性的作用。

参考文献:

- [1] 高喜龙, 李照延, 杨鹏飞, 等. 层序地层学在埕岛油田东斜坡隐蔽油气藏勘探中的应用 [J]. 石油地球物理勘探, 2002, 37(增刊): 210—220
- [2] 杨鹏飞, 张磊, 李大伟, 等. 渤海埕岛油田东斜坡古近纪东营组划分与对比及沉积 [J]. 山东地质, 2003, 19(增刊): 47—50
- [3] 操应长, 姜在兴. 渤海湾盆地埕岛东斜坡地区东三段油气成岩成藏模式 [J]. 矿物岩石, 2002, 22(2): 64—68
- [4] 袁亦楠, 薛叔浩. 油气储层评价技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1994
- [5] 钱铮, 李淳, 李跃. 济阳拗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] 郑俊茂. 碎屑储集岩的成岩作用研究 [M]. 武汉: 中国地质大

学出版社, 1989.

社, 1999.

[ 7 ] 孔凡仙.埕岛油田地质与勘探实践[ M].北京:石油工业出版

[ 8 ] 冯增昭.沉积岩石学[ M].北京:石油工业出版社, 1993

Reservoir quality and controlling factors of the Dongying Formation sandstone reservoirs in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift in the Bohai Bay

SHIPi tong <sup>2</sup>, GAO Xi long, YANG Peng fei, YU Shi na, WU Qun-hu

(1. College of Geol resources and Information, China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong China; 2. Offshore Petroleum Development Corporation, Shengli Oil Field Company, Dongying 257237, Shandong China)

Abstract: The Dongying Formation sandstone reservoirs in the eastern slope zone of the Chengbei low uplift in the Bohai Bay are made up of quartz sandstone, arkosic sandstone and feldspathic quartz sandstone (greywacke). The rock pores constitute the main reservoir spaces, and the pore structures include intergranular pores, solution openings and micropores. The development of the sandstone reservoirs is controlled by deposition and subsequent diagenesis. Macroscopically, the sedimentary environments have exercised a major control on the development of the sandstone reservoirs, and microscopically, the compaction, cementation and dissolution have exerted an influence on the porosity evolution and physical properties of the sandstone reservoirs. As for the deeply-buried sandstone reservoirs, the diagenesis may have an important effect on the reservoir quality.

Key words: Chengbei low uplift, eastern slope, Dongying Formation, reservoir quality, controlling factor