

# 惠民凹陷古近系深层砂岩储层特征及其影响因素

李德勇<sup>1</sup>, 张金亮<sup>1</sup>, 覃利娟<sup>2</sup>

(1. 中国海洋大学海洋地球科学学院, 山东 青岛 266100; 2. 中海油湛江分公司, 广东 湛江 524057)

**摘要:** 古近系深层砂岩储层是目前惠民凹陷主要的勘探目的层, 研究其储层特征及控制因素对凹陷内勘探井位的部署有着重要的指导意义。经过研究, 区内沙三段和沙四段砂岩储层物性较好, 属于中孔-中渗透性储层, 其余层位储层物性较差, 多属于低孔-中低渗透性储层。储层性质主要受到沉积条件、压实作用、胶结作用及溶蚀作用的控制, 其中压实作用对储层物性影响最大, 然后依次是溶蚀作用、沉积条件和胶结作用。

**关键词:** 储层物性; 孔隙结构; 影响因素; 压实作用

**中图分类号:** P588.2

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1672-5174(2009)01-133-07

惠民凹陷位于济阳拗陷西南部, 属中国东部裂谷系渤海湾裂谷盆地中的1个次级半地堑凹陷, 具有北断南超的开阔型箕状凹陷特征, 凹陷长轴大致呈NNE走向, 东西长约90 km, 南北宽约70 km, 面积约6 300 km<sup>2</sup>。惠民凹陷新生代断陷盆地经历了孔店~沙四期伸展半地堑充填、沙三~沙二期断块强烈活动、沙一~东营期断块活动复杂化和新近纪~第四纪埋深加大4个构造演化阶段, 最终形成了现今凹陷内的构造格局形态, 并发育了一套灰色、棕色、红色、灰白色砂岩和粉砂岩与棕色、红色、灰色、灰绿色泥岩互层, 夹炭质页岩、褐色油页岩。

自2000年以来惠民凹陷上报的探明储量主要集中在沙三段, 前人对该地区的研究也仅限于整个古近系砂岩的成岩作用和孔隙演化方面<sup>[1-2]</sup>, 深层系孔二段~沙四段储层由于研究力度不足, 一直没有大的突破。在对研究区内50余口取心井岩心描述的基础上, 经过详细研究, 笔者认为孔二段~沙三下亚段储集层主要发育了末端扇、三角洲、扇三角洲、冲积扇和滩坝沉积, 主要的砂体类型有: 分流水道、水道漫溢、辫状河道、席状砂、砂坝、扇中辫状水道等。本文通过常规物性、铸体薄片、扫描电镜、X-射线衍射、电子探针等多项测试方法, 对储集砂体的岩石学、储集物性、孔隙发育特征及其影响因素进行分析和研究, 并对各因素的影响程度进行了评价。

为主, 含少量的粗砂岩。粒径分布区间以0.03~0.25 mm为主, 碎屑岩结构成熟度中等, 颗粒圆度为次棱~次圆, 分选中等~好, 颗粒间的接触关系以点~线为主, 砂岩胶结类型为孔隙~接触胶结。碎屑中石英含量20%~71%, 平均50.07%, 长石10%~45%, 平均33.71%, 岩屑含量1%~57%, 平均16.22%, 主要为岩浆岩、变质岩、沉积岩和云母类岩屑。成分成熟度介于0.25~3.55之间, 平均为1.06。按福克分类, 砂岩类型主要为岩屑长石砂岩和长石砂岩, 部分为长石岩屑砂岩<sup>[3-4]</sup>(见图1)。砂岩X-射线衍射分析结果表明, 矿物含量平均值为: 石英57.7%, 钾长石5.85%, 斜长石13.88%, 方解石8.2%, 白云石10.3%, 菱铁矿8.06%, 黄铁矿3.4%, 硬石膏2%, 黏土矿物11.1%。

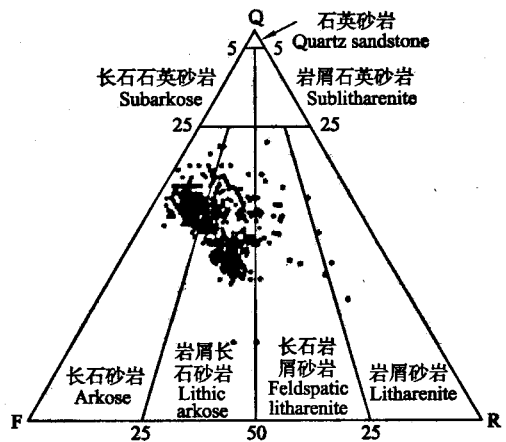


图1 砂岩类型三角分类图

Fig.1 The triangular plot of sandstone type

## 1 储层特征

### 1.1 碎屑岩石学特征

惠民凹陷深层系砂岩储层岩性以细砂岩和粉砂岩

### 1.2 储层物性特征

根据研究区46口取心井1 831块无宏观裂缝岩样

• 基金项目: 国家高技术研究发展计划项目(2006AA09Z336)资助  
收稿日期: 2008-06-05; 修订日期: 2008-10-29  
作者简介: 李德勇(1984-), 男, 硕博士。E-mail: sdclqldy@163.com

的物性资料统计得出,惠民凹陷古近系深层砂岩储层物性中等。孔二段(Ek2)储层孔隙度平均 7.83%,渗透率平均  $1.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔二段储层物性较差,属于特低孔-低渗透性储层<sup>[5]</sup>;孔一段(Ek1)储层孔隙度平均 12.35%,渗透率平均  $34.61 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,显示低孔-中渗的储层物性特征;沙四下亚段(Es4x)储层孔隙度平均值 15.12%,渗透率平均值  $42.14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,显示中孔-中渗的储层物性特征;沙四上亚段(Es4s)储层孔隙度平均 16.91%,渗透率平均  $95.79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,沙四上亚段储层物性较好,属于中孔-中渗透性储层;沙三下亚段(Es3x)储层孔隙度平均 17.65%,渗透率平均  $129.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,显示中孔-高渗的储层物性特征(见图 2)。

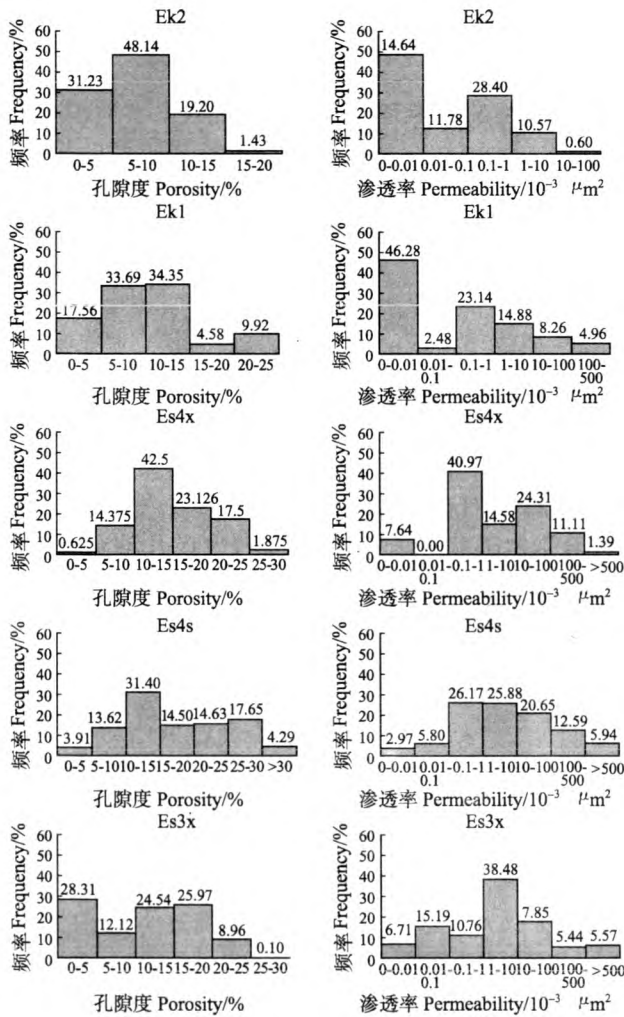


图 2 惠民凹陷孔二段~沙三下亚段孔渗直方图

Fig. 2 Porosity and permeability illustrated by histograms of Ek2~Es3x sandstones in Huimin Depression

### 1.3 储层孔隙结构特征

1.3.1 孔隙类型 根据铸体薄片和扫描电镜分析,惠民凹陷古近系深层储层孔隙类型以原生孔隙和次生孔隙混合发育<sup>[6]</sup>为特点,由 43 口井 216 块铸体薄片分析资料可知,研究区面孔率在 1%~30.5% 之间,平均

12.37%。主要的孔隙类型有粒间孔隙、粒内溶孔、铸模孔隙、特大孔隙、裂缝孔隙和微孔隙等,其中以粒间孔隙最为发育。

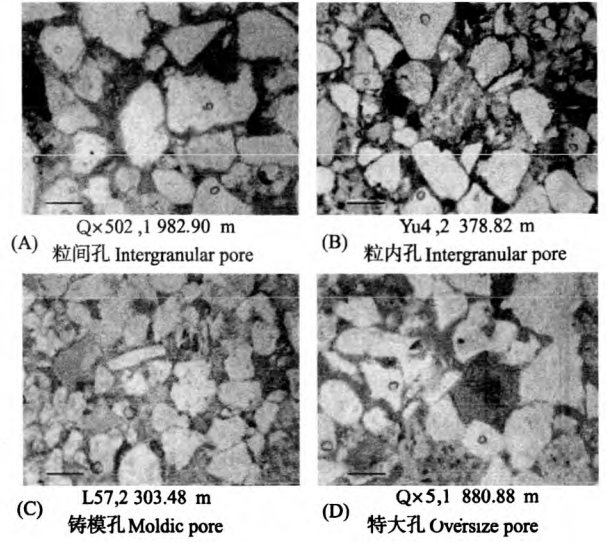


图 3 储层孔隙类型(标尺为 200  $\mu\text{m}$ )

Fig. 3 Pore types in sandstone reservoir

扫描电镜下砂岩全貌照片显示出该区以粒间孔隙发育为特征,包括正常的粒间孔隙、扩大的粒间孔隙和缩小的粒间孔隙 3 种类型。孔径一般介于 50~150  $\mu\text{m}$  之间,该类孔隙含量 5.55%,占总孔隙的 14.3%~47.6%,平均 12.39%,主要由骨架颗粒、胶结物和黏土基质溶蚀形成(见图 3(A));粒内溶孔主要由长石、中酸性喷出岩岩屑和云母等碎屑颗粒局部溶蚀形成,部分孔隙内充填绿泥石或高岭石等自生矿物,溶蚀强烈时,颗粒常呈蜂巢状或残骸状(见图 3(B)),研究区内该类孔隙含量 2.95%,占总孔隙的 23.8%;铸模孔隙系由不稳定颗粒完全被溶蚀掉后所形成的孔隙,常通过原来的泥质包壳而保留其外形,常见长石和岩屑溶蚀而形成的铸模孔隙(见图 3(C)),该类孔隙含量 2.16%,占总孔隙的 17.4%;特大孔隙该类孔隙在研究区内含量较少,约 0.86%,占总孔隙的 7% 左右,常常是由于骨架颗粒和与其接触的胶结物共同溶蚀形成(见图 3(D)),在特大孔隙内部可分布有漂浮状的残余颗粒和胶结物。

1.3.2 孔隙结构特征 通过对惠民凹陷均匀分布的 37 口井孔二段~沙三下亚段 189 块样品铸体薄片的孔隙特征图像分析可知,区内孔隙形状为三角形、四边形及不规则的多边形,喉道多为缩颈状、片状或弯片状<sup>[7]</sup>,孔隙半径主要分布在 10~40  $\mu\text{m}$  之间,喉道半径多分布在 2~8  $\mu\text{m}$  之间,孔喉配位数一般 1~2.5。同时据 8 口井 52 块岩样的压汞资料可以看出,深层系储层砂岩排驱压力主要分布在 0.13~2.38 MPa,平均 0.79 MPa,中值半径 0.11~1.63  $\mu\text{m}$ ,平均 0.65  $\mu\text{m}$ ,退

汞效率 18.14%~47.67%,平均 35.81%,孔喉半径平均值 0.12~9.85 μm,平均 1.38 μm,变异系数0.7~0.98,平均 0.81,均质系数 0.22~0.39,平均 0.29,孔喉组合类型以中孔中细喉组合为主。

### 2 储层影响因素分析

一般陆源碎屑岩储层物性受沉积、成岩、构造等诸多因素的控制。通过对储层物性变化规律的分析可知,研究区深层系砂岩储层性质主要受沉积和成岩作用的控制。

#### 2.1 沉积条件对储层性质的影响

沉积作用对储层性质的影响主要表现在:宏观上控制着储层的厚度、规模及空间展布;微观上决定着碎屑岩颗粒的大小、填隙物的种类和含量及砂岩岩石结构的好坏,甚至对后期成岩作用的强度都有着重要的影响,所以它对储层有着先天性的控制作用。

需要指出的是,不同微相砂体间的物性差异并不完全是沉积条件所造成的,而是很大程度上受控于压实作用和成岩演化。因此,为了准确地确定微相对储层物性影响的大小,文中把不同微相砂体放在相近的埋深条件下(埋深相差不超过 200 m)来讨论。在 3 000~3 200 m 的深度区间内,分流河道、河口砂坝及砂坝砂体的物性较好,孔隙度基本上都介于 13%~23%之间,渗透率一般在  $1 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;而三角洲前缘砂席和沙滩砂体的物性明显较差,分布范围也难以确定,孔隙度一般低于 16%,渗透率一般低于  $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (见图 4)。同时本文对 2 000~2 200 m、2 500~2 700 m 及 3 500~3 700 m 深度段内不同微相砂体的物性变化规律进行了详细研究,发现在平衡掉埋深对储层物性的影响之后,惠民凹陷孔二段~沙三下亚段储层砂体按微相分为两个集团,第一集团包括(扇)三角洲分流河道、河口砂坝和远砂坝,末端扇分流河道,滩坝体系的砂坝,辫状河扇辫状河道及冲积扇扇中辫状分支河道等微相砂体<sup>[8]</sup>,这些砂体物性普遍较好;第二集团有(扇)三角洲河道间、席状砂、分流间及漫滩,末端扇水道漫溢<sup>[9-10]</sup>,冲积扇扇中漫流和扇端漫滩及滩坝体系中的沙滩等微相砂体,此类砂体的物性一般较差。在同一埋深条件下,每个集团内各种微相砂体的物性是相近的,孔隙度相差不到 5%;集团间不同微相的砂体物性则有较大的差异,孔隙度变化大致在 6%~10%之间。

沉积条件不仅控制砂体微相,而且控制着砂岩的岩石结构。一般来说,河道和砂坝砂体的颗粒较粗,黏土杂基的含量较少,磨圆和分选较差;沙滩和薄层砂的颗粒较细,杂基含量增多,但磨圆分选相对变好。从理论上讲,等大球体堆积的砂岩储层,其物性与粒径的大

小无关,但实际上,碎屑颗粒不可能是球体,且大小也是不均一的,因此储层性质与粒径和分选的关系很密切<sup>[11]</sup>。通过对研究区内大量岩心样品物性实测资料的分析得出:在同一沉积体系中,对于分选较好的砂岩,碎屑颗粒直径越大则粒间孔隙越大,其物性就越好(见图 5)。

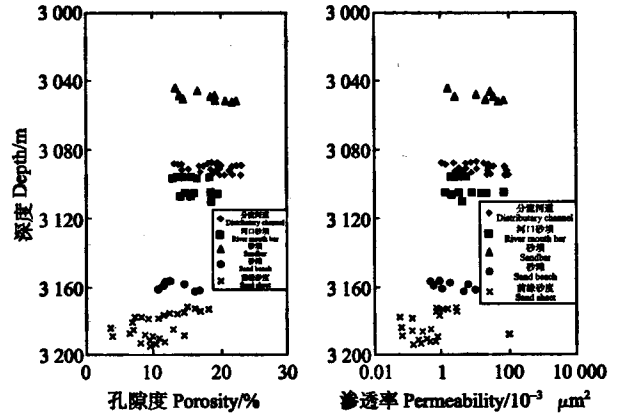


图 4 相近埋深条件下不同微相砂体的物性对比图  
Fig. 4 Comparative analysis of physical property on the different microfacies sandstones at similar burial depth

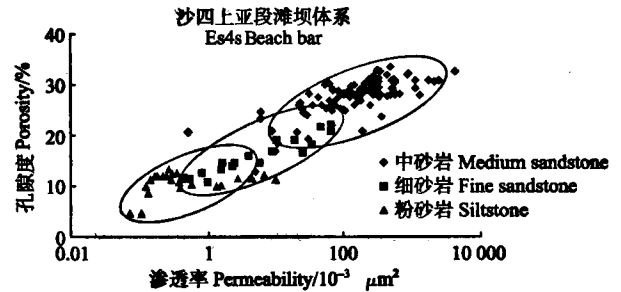


图 5 不同粒度砂岩的孔渗图  
Fig. 5 The effect on porosity and permeability of grain size

#### 2.2 成岩作用对储层性质的影响

影响惠民凹陷深层储层物性的成岩作用主要包括压实作用、胶结作用和溶蚀作用。压实作用及胶结作用主要是降低储层孔渗,使物性变差,而溶蚀作用提高储层孔隙度和渗透率,使物性得以改善<sup>[12-13]</sup>。

2.2.1 压实作用 压实作用是导致储层物性变差的主要因素之一,而且压实作用对储层性质的影响是绝对的、永恒的、不可逆的。通过对惠民凹陷不同地区、不同沉积微相储层物性随埋藏深度的变化研究可发现,尽管地区、相带、岩石类型不尽相同,次生孔隙分段发育,其储层孔渗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,早期压实速度较大,后期较小。同时,根据对惠民凹陷深层系不同埋深条件下相同沉积微相储层的物性随深度变化的研究发现,相同沉积微相的砂体在不同的埋藏深度下的物性差别较

大,埋深越大,物性越差(见图6)。

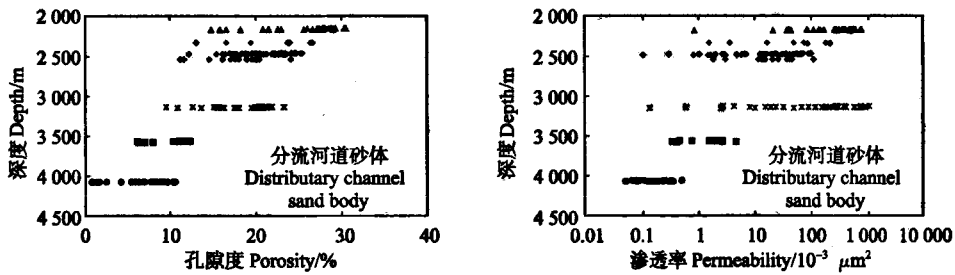


图6 不同深度下的分流河道砂体的物性对比图

Fig.6 Comparative analysis of channel sand at the different deepth

本文对研究区内不同深度下多种相同微相砂体的孔隙度和埋藏深度的关系进行了逐步回归分析<sup>[14]</sup>,在消除沉积微相对储层物性的影响后,最终建立了孔隙度和深度的回归方程:

$$\Phi = 87.078 \times \exp^{-0.0006H}$$

式中:  $\Phi$  为孔隙度(%);  $H$  为埋藏深度(m)。

由上式计算可知,当埋深从 2 000 m 增大到 3 000 m 时,孔隙度减少 11.83%; 而从 3 000 m 增大到 4 000 m 时,孔隙度减少 6.49%, 孔隙度下降的速率随深度的增加而逐渐变小。

本文又从另一个角度考虑,采用 Houseknecht (1987) 压实作用减孔 (COPL) 对研究区压实作用对储层性质的影响进行了评价<sup>[15]</sup>。压实作用减孔量 (COPL) 的公式为:

$$COPL = OP - \frac{(100 \times IGV) - (OP \times IGV)}{100 - IGV}$$

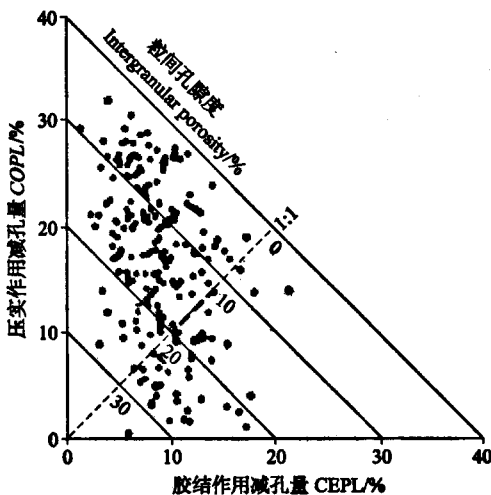


图7 压实及胶结减孔三角图

Fig.7 The triangular plot of compactional porosity loss (COPL) versus cementational porosity loss (CEPL)

其中负胶结物体积:  $IGV = \text{杂基体积} + \text{胶结物体积} + \text{粒间孔体积}$ ; 原始孔隙度  $OP = 20.91 + 22.9/\sigma$  ( $\sigma$  为特拉斯克分选系数)。经过计算区内压实减孔量在 0.53% ~ 31.89% 之间, 平均 16.54% (见图7)。从图

中可知,本区压实减孔量相对较大。

2.2.2 胶结作用 惠民凹陷孔二段~沙三下亚段储层砂岩的胶结作用以碳酸盐胶结和黏土矿物胶结为主,其次是石英次生加大胶结。从对储层性质的影响程度来看,碳酸盐胶结作用最重要,随着碳酸盐含量的增加,储层孔隙度并不是简单下降的,而存在着两面性。碳酸盐的出现,虽然占据了粒间孔隙空间,但同时也抑制了压实作用的进行,因此当碳酸盐含量较少时,它不仅没有使孔隙度降低,反而增加了砂岩孔隙度; 但当其含量较高时,特别是在储层中形成基底胶结结构,则完全封堵了孔隙和喉道,不利于后期酸性孔隙水的混和对储层的改造,从而形成低渗透型储层<sup>[16]</sup>。本文采取和前边同样的方法,对埋深差距在 200 m 以内,同时沉积微相又相同的岩心物性资料(目的是消除压实作用和沉积微相的影响)进行回归分析,建立了孔隙度和碳酸盐含量关系得回归方程:

$$\Phi = -0.0103C_c^2 + 0.1306C_c + 12.77$$

式中:  $\Phi$  为孔隙度(%);  $C_c$  为碳酸盐含量(%)。

由上式可知,当碳酸盐含量 < 6.34% 时,随着碳酸盐含量的增加,孔隙度是逐渐变大的; 当碳酸盐含量 > 6.34% 时,随着碳酸盐含量增加,砂岩孔隙度是逐渐减小的,此时,碳酸盐含量每增加 1%, 孔隙度降低 0.2% 左右(见图8(A))。

研究区内的黏土矿物和自生石英含量分别只有碳酸盐的 1/3 左右,其对储层性质的影响作用是非常微小的。一般情况下,随着黏土矿物含量增加,砂岩的孔隙度和渗透率是逐渐减小的,但由于本区黏土矿物中高岭石的含量相对较高,且高岭石主要以蠕虫状或书本状的聚合物存在,高岭石晶体之间存在着大量的晶间微孔隙,因此在压实过程中保存了部分孔隙空间,使惠民凹陷深层系砂岩储层面孔隙率随高岭石含量增加呈现缓慢增加的趋势(见图8(B))。虽然随着石英等刚性碎屑颗粒的增加,砂岩的压实作用会受到抑制,更多的原生粒间孔隙能够得到保存,但由于研究区内自生石英含量较低,同时其的生成也占据了粒间空间,所以

惠民凹陷孔二段~沙三下亚段储层孔隙度是随着自生石英含量的增加而逐渐减少的,自生石英含量每增加

1%,孔隙度减少0.15%左右。

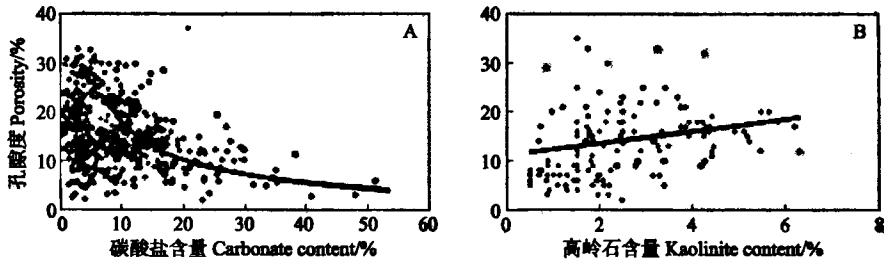


图8 碳酸盐、高岭石含量与孔隙度关系图

Fig.8 The relationship between porosity and content of carbonate and kaolinite

同样采用 Houseknecht(1987)胶结减孔量(CEPL)方法,文中对惠民凹陷深层砂岩储层的胶结减孔进行了研究。胶结作用减孔量(CEPL)的公式为:

$$CEPL = (OP - COPL) \times \frac{CEM}{IGV}$$

其中负胶结物体积 IGV = 杂基体积 + 胶结物体积 + 粒间孔体积;原始孔隙度 OP = 20.91 + 22.9/σ(σ为特拉斯克分选系数);COPL 为压实减孔量。经计算区内胶结减孔量介于 1.41%~21.5%之间,平均 8.95%(见图 7)。本区胶结作用减孔相对压实作用较小。

2.2.3 溶蚀作用 经过本次研究发现,惠民凹陷在 1600~2400 m 和 2800~3600 m 2 个深度段分别存在 1 个次生孔隙发生带(见图 9(A))。溶蚀作用的发

生主要与长石有关,碳酸盐胶结物溶蚀产生的次生孔隙则是次要的,这从高岭石含量随深度的变化图中可以证明,纵向上高岭石含量高峰所在的深度段是与次生孔隙发育段相吻合的(见图 9(B)),同时,根据电镜观察,研究区内经见到长石溶蚀成蜂巢状或残骸状,且高岭石常常与自生石英伴生,但并未见到碳酸盐胶结物受到明显溶蚀。从次生孔隙垂向分布图中可以看出,在次生孔隙发育段内,由溶蚀作用产生的次生孔隙最大可达到 10%。但需要指出的是,溶蚀作用的发生受到区域构造背景和生油洼陷位置的控制<sup>[17-18]</sup>,研究区的生油洼陷是位于南部的临南洼陷,且区内的二、三级断裂主要发育在中央隆起带和南斜坡地区,因此中央隆起带和南斜坡的次生孔隙相对凹陷内其它地区要发育得多。

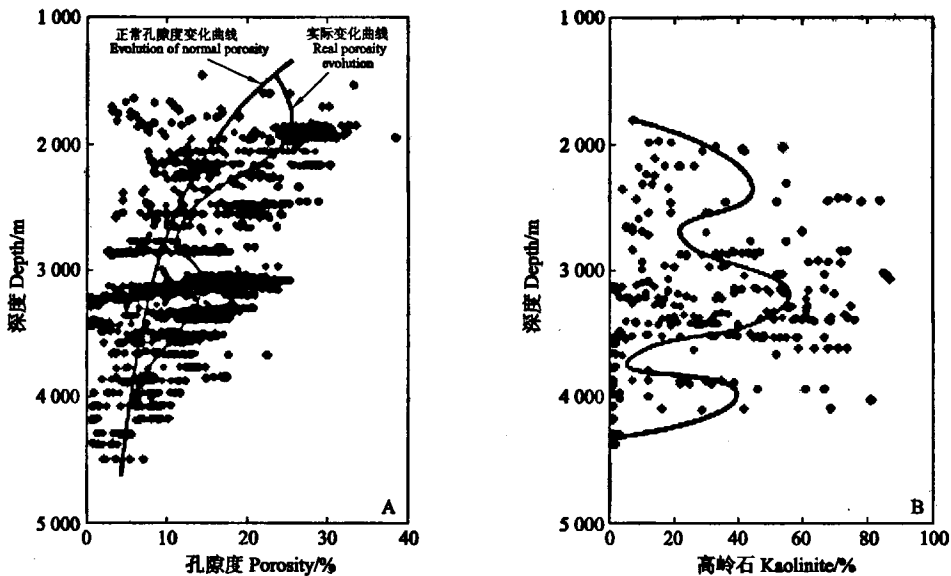


图9 孔隙度和自生高岭石随深度的变化图

Fig.9 The variable relationship between burial depth and porosity and authigenetic kaolinite

### 3 结论

(1) 惠民凹陷深层系储层主要发育了末端扇、三角洲、扇三角洲、冲积扇和滩坝沉积,砂岩岩性以细砂岩和粉砂岩为主,含少量的粗砂岩。岩石类型主要为岩屑长石砂岩和长石砂岩,部分为长石岩屑砂岩。

(2) 惠民凹陷深层系砂岩储层性质主要受沉积条件、压实作用、胶结作用和溶蚀作用4种因素的影响,各种因素间存在一定的制约作用。其中压实作用是最重要的,然后依次是溶蚀作用、沉积条件和胶结作用。

(3) 压实作用对储层性质的影响是由埋藏深度产生的。孔隙度下降的速率随深度的增加逐渐减小,当深度从2000 m增大到3000 m时,孔隙度减少11.83%;而从3000 m增大到4000 m时,孔隙度减少6.49%。由Houseknecht方法计算出本区的压实作用减孔量平均为16.54%。

(4) 溶蚀作用使储层性质发生很大改善。次生孔隙主要是长石溶蚀形成,由溶蚀作用产生的次生孔隙度最大可达10%,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作用最发育。

(5) 胶结作用对储层性质的影响主要与碳酸盐胶结物、自生黏土矿物和石英次生加大有关。碳酸盐胶结物对储层性质的影响具有两面性。黏土矿物中蠕虫状或书本状的高岭石对原生粒间孔隙的保存起到了积极的作用。自生石英对储层物性产生了负面影响,其含量每增加1%,孔隙度下降0.15%左右。由Houseknecht方法计算出本区的胶结作用减孔量平均为8.9%。

#### 参考文献:

[1] Zhu Xiaomin, Zhong Dakang, Zhang Qin, et al. Sandstone diagenesis and porosity evolution of paleogene in huimin depression [J].

Petroleum Science, 2004, 1(3): 23-28.

- [2] 张莉,朱筱敏,钟大康,等.惠民凹陷古近系碎屑岩次生孔隙纵向分布规律[J].地球科学,2007,32(3):253-258.
- [3] 刘宝珊.沉积岩石学[M].北京:地质出版社,1980:123-314.
- [4] Folk R L. Petrology of sedimentary rocks [M]. Austin, TX: Hemphill, 1968.
- [5] 王允诚.砂岩储集岩的分类和评价[J].石油实验地质,1981,3(4):293-298.
- [6] 张金亮,沈凤.乌尔逊凹陷大磨拐河组近岸水下扇储层特征[J].石油学报,1991,12(3):25-30.
- [7] 郑浚茂,庞明.碎屑储集岩的成岩作用研究[M].武汉:中国地质大学出版社,1989:100-121.
- [8] 林壬子,张金亮.陆相储层沉积学进展[M].北京:石油工业出版社,1995:107-111.
- [9] Victor A Pusca, Ron J Steel. Wet-dry, terminal fan-dominated depositional sequences on the lake plain: a case study in the lower green river formation of southern uinta basin A[J]. AAPG Annual Meeting, 2003. 542-549.
- [10] 张金亮,戴朝强,张晓华.末端扇-在中国被忽略的一种沉积作用类型[J].地质论评,2007,53(2):170-179.
- [11] 张金亮,常象春.石油地质学[M].北京:石油工业出版社,2004:86-89.
- [12] 张金亮.东濮凹陷桥口地区沙三段碎屑岩成岩作用与储层特征[J].矿物岩石,1990,10(1):35-42.
- [13] 张金亮,刘宝珊,毛凤鸣,等.苏北盆地高邮凹陷北斜坡阜宁组成岩作用及储层特征[J].石油学报,2003,24(2):43-49.
- [14] 姚光庆,蔡忠贤.油气储层地质学原理与方法[M].北京:中国地质大学出版社,2005:44-46.
- [15] Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71: 633-642.
- [16] 张金亮,司学强,梁杰,等.陕甘宁盆地庆阳地区长8油层砂岩成岩作用及其对储层性质的影响[J].沉积学报,2004,22(2):226-232.
- [17] 韩天佑,漆家福,杨桥,等.惠民凹陷临南地区第三系油气运移聚集特征研究[J].油气地质与采收率,2003,10(6):21-23.
- [18] 张莉,朱筱敏,钟大康,等.惠民凹陷古近系砂岩储层物性控制因素评价[J].吉林大学学报,2007,37(1):105-111.

(下转 144 页)

(上接 138 页)

## Reservoir Quality and Affecting Factors of Deep Eogene Sandstones in Huimin Depression

LI De-Yong<sup>1</sup>, ZHANG Jin-Liang<sup>1</sup>, QIN Li-Juan<sup>2</sup>

(1. College of Marine Geosciences, Ocean University of China, Qingdao 266100, China; 2. CNOOC. Ltd. Zhanjiang, Zhanjiang 524057, China)

**Abstract:** The deep Eogene sandstone reservoir is an important exploration target of Huimin Depression. Study of reservoir quality in this area plays a directive function on deployment of oil wells. In the studied area, the quality of Es3 and Es4 sandstone reservoir is well belonging to mesoporosity-mesopermeability reservoir, others sandstone reservoir quality is lower. The control factors of reservoir quality contain deposition, compaction, cementation and denudation. Compaction is the most important affecting factor on reservoir quality followed by denudation, deposition and cementation in sequence.

**Key words:** reservoir physical property; pore structure; affecting factor; compaction

责任编辑 徐环