

# 不同类型低渗透储层有效厚度物性下限及其差异性成因 ——以陕北斜坡中部S地区中生界为例

张凤奇<sup>1</sup>,武富礼<sup>1</sup>,蒙晓灵<sup>2</sup>,高兴军<sup>3</sup>,张海<sup>3</sup>,李程善<sup>4</sup>,王宝萍<sup>3</sup>

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院,陕西 西安 710065; 2. 中国石油 长庆油田分公司 勘探开发研究院,陕西 西安 710018;  
3. 延长油田股份有限公司,陕西 延安 716000; 4. 中国石油 长庆油田分公司 勘探部,陕西 西安 710018)

**摘要:**运用铸体薄片鉴定、扫描电镜、阴极发光与压汞等测试分析,综合多方法相互印证分析了鄂尔多斯盆地S地区中生界主力含油层系有效厚度物性下限,并结合物性变化的定量表征探讨了各主力油层间有效厚度物性下限的差异性成因。结果表明,研究区储层有效厚度物性下限值随埋深增大而变小,延9油层组、长2油层组和长6油层组(长4+5油层组)的孔隙度下限分别为15%、14%和8%,渗透率下限分别为 $4.0 \times 10^{-3}$ 、 $1.0 \times 10^{-3}$ 和 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。沉积作用形成各储层矿物成分中刚性颗粒含量与粒度大小等差异是其物性差异性形成的基础影响因素,而成岩作用是其差异性形成的最主要原因。各成岩作用类型的具体影响为:各储层初始孔隙度相差较小,长2油层组与延9油层组相比,压实作用和胶结作用共同作用而减少的孔隙度基本相当,差别在于后者的溶蚀改善作用增加的孔隙度稍好于前者;长6油层组(长4+5油层组)与长2油层组相比,压实作用减少的孔隙度和溶蚀作用增加的孔隙度差别均不大,差别在于前者因胶结作用减少的孔隙度大于后者,这是两者物性下限差异的最主要原因。

**关键词:**差异性;有效厚度;物性下限;中生界;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

## Porosity and permeability cutoffs for calculating effective thickness of different types of low-permeability reservoirs and causes of their differences: a case study of the Mesozoic in S region of central Shaanbei slope

Zhang Fengqi<sup>1</sup>, Wu Fuli<sup>1</sup>, Meng Xiaoling<sup>2</sup>, Gao Xingjun<sup>3</sup>, Zhang Hai<sup>3</sup>, Li Chengshan<sup>4</sup>, Wang Baoping<sup>3</sup>

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 2. Exploration & Development Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. Yanchang Petroleum Corporation, Yan'an, Shaanxi 716000, China; 4. Department of Exploration, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

**Abstract:** Analytic means including thin section examination, SEM, cathode luminescence, mercury penetration and so on, were applied to determine the cutoffs of porosity and permeability for calculating the effective thickness of the major Mesozoic oil-bearing formations in S region of Ordos Basin. The reasons for the varying cutoffs were also discussed based on quantitative characterization of physical property changes of the formations. The results show that the cutoffs (porosity and permeability) decline with the increase of burial depth. Samples from Yan 9, Chang 2, Chang 4 + 5 and Chang 6 formations, have porosity cutoffs of 15%, 14%, 8% respectively, and permeability cutoffs of  $4 \times 10^{-3}$ ,  $1 \times 10^{-3}$ ,  $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  respectively. The differences in content and grain size of rigid particles in mineral composition of each reservoir caused mainly by sedimentation processes are regarded as the basic factor for the difference of cutoffs, while diagenesis is the major factor. The processes, including compaction, cementation and corrosion, dented the formations in different ways. All the formations had the similar porosity at first. But later on it turned out that Yan 9 had a higher porosity than that of Chang 2 because of their different response to corrosion and Chang 4 + 5 had lower porosity than that of Chang 2 because of their different behavior under cementation.

**Key words:** difference, effective thickness, porosity and permeability cutoff, Mesozoic, Ordos Basin

S地区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中部,为一平缓的西倾单斜,地层倾角一般小于1°,内部构造相对

收稿日期:2014-06-23;修订日期:2015-05-17。

第一作者简介:张凤奇(1981—),男,博士、副教授,油气成藏地质学。E-mail: zhangfengqi68@126.com。

基金项目:陕西省教育厅科研计划项目(2013JK0846);博士启动基金项目(YS29031610)。

简单,局部具有差异压实作用形成的低幅度鼻状隆起<sup>[1-2]</sup>。目前该区已发现油层主要位于上三叠统延长组长6油层组、长4+5油层组、长2油层组和侏罗系延安组延9油层组,纵向上油藏类型表现出规律性分布,长6油层组、长4+5油层组以岩性油藏为主,长2和延9以构造—岩性油藏为主<sup>[3-4]</sup>。这些主力油层纵向上物性条件也存在较大差异,长6与长4+5基本为低孔—低渗、特低渗储层,而长2和延9基本为中孔—中低渗储层,并且这些主力油层间物性差异有的较大,有的较小,规律性较差。前人针对鄂尔多斯盆地较多区块不同层位储层有效厚度物性下限做过较多研究<sup>[5]</sup>,以此来确定区块内主力含油层系产油层的分布及储量大小,而较少关注鄂尔多斯盆地中生界不同层系储层有效厚度物性下限之间的变化及其成因<sup>[1,6-7]</sup>,目前该方面还缺少系统认识。本文旨在通过典型区块解剖,利用多种方法来综合分析鄂尔多斯盆地S地区中生界主力含油层系储层有效厚度物性下限,并结合物性变化的定量表征来探讨各主力油层间有效厚度物性下限的差异性成因,以期对认识鄂尔多斯盆地中生界石油的分布变化及其油气勘探提供理论指导。

## 1 有效厚度物性下限确定

有效厚度是指达到储量起算标准的含油气层系中具有产油气能力的储层厚度<sup>[5,8]</sup>。根据研究区资料情况,综合运用物性、试油试采与压汞等资料,采用经验

统计法、测试法和压汞参数法,求取研究区主力含油层位低渗透储层有效厚度物性下限。

### 1.1 经验统计法确定物性下限

经验统计法是确定有效厚度物性下限常用的方法之一<sup>[5,9-10]</sup>。采用研究区内延9油层组、长2油层组、长4+5油层组和长6油层组工业油流井油层组1135块岩心样品的分析数据作孔隙度与渗透率分布频率图(图1)。

研究区侏罗系延9油层的渗透率下限取 $4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,这时累积产油能力丢失0.09%,累积频率损失6.40%,基于本区取样长度基本一致,即厚度损失6.40%(图1b)。从孔渗关系图上看,渗透率下限值取 $4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,孔隙度为15%(图2a)。在孔隙度频率分布图上看,孔隙度下限取15%,累积储油能力丢失11.20%,累积频率损失13.48%(图1a)。即当孔隙度下限取15%,渗透率下限取 $4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,储、产油能力、油层厚度损失都较小,可以作为延9油层的有效厚度物性下限。

研究区上三叠统延长组长2油层组中长2<sup>1</sup>油层亚组含油较好,该油层的渗透率下限取 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,这时累积产油能力丢失0.09%,累积频率损失5.48%,即厚度损失5.48%(图1d)。从孔渗关系图上看,渗透率下限值取 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,孔隙度为14%(图2b)。在孔隙度频率分布图上看,孔隙度下限取14%,累积储油能力丢失6.17%,累积频率损失8.22%(图1c)。即当孔隙度下限取14%,渗透率下限取 $1.0 \times$

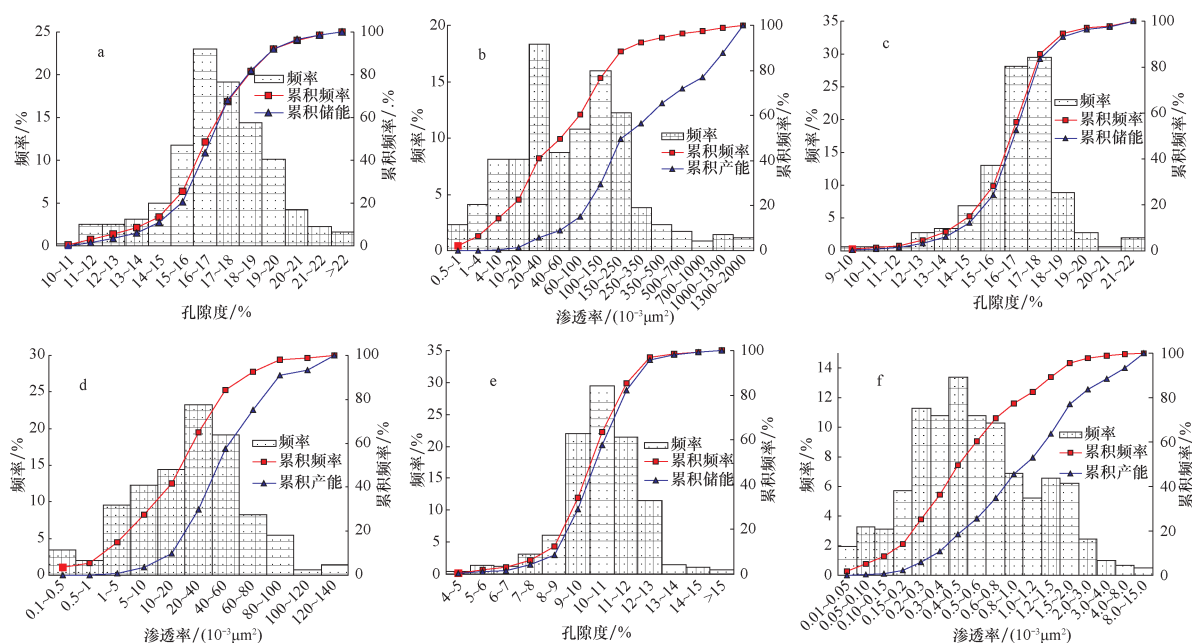


图1 经验统计法确定储层有效厚度物性下限

Fig. 1 Cutoffs of porosity and permeability for determining effective thickness by using empirical statistics

a, b. 延9油层组; c, d. 长2油层组; e, f. 长4+5油层组和长6油层组

$10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,储、产油能力、油层厚度损失都较小,可以作为长 2<sup>1</sup> 油层的有效厚度物性下限。

研究区上三叠统延长组长 4 + 5 油层组下部长 (4 + 5)<sup>2</sup> 含油较好,而该区区长 6 油层组上部长 6<sup>1</sup> 含油较好,由于长 (4 + 5)<sup>2</sup> 和长 6<sup>1</sup> 油层距离较近且整体物性相差较小,因此两者物性下限应基本一致。该区区长 (4 + 5)<sup>2</sup> 和长 6<sup>1</sup> 油层的渗透率下限取  $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 这时累积产油能力丢失 0.92%, 累积频率损失 8.33%, 即厚度损失 8.33% (图 1f)。从孔渗关系图上看,渗透率下限值取  $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,孔隙度为 8% (图 2c)。在孔隙度频率分布图上看,孔隙度下限取 8%, 累积储油能力丢失 4.13%, 累积频率损失 6.23% (图 1e)。即当孔隙度下限取 8%, 渗透率下限取  $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 储、产油能力、油层厚度损失都较小,可以作为长 (4 + 5)<sup>2</sup> 和长 6<sup>1</sup> 油层的有效厚度物性下限。

## 1.2 测试法确定物性下限

测试法是在试油资料分析基础上,利用每米采油

指数与孔隙度、渗透率的统计关系曲线求取物性下限的方法<sup>[11]</sup>。由于研究区缺乏压力资料,因此本次利用每米初周月日产油量来代替每米采油指数。

根据研究区内 56 口井 66 个延 9 油层组的试油 (试采) 统计 (图 3a,b), 当每米初周月日产油量趋向于零时, 孔隙度、渗透率分别为 15.0%、 $4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  左右; 根据区内 33 口井 35 个长 2 油层组的试油 (试采) 统计 (图 3c,d), 当每米初周月日产油量趋向于零时, 孔隙度、渗透率分别为 14.0%、 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  左右; 根据区内 75 口井 75 个长 4 + 5 油层组和长 6 油层组的试油 (试采) 统计 (图 3e,f), 当每米初周月日产油量趋向于零时, 孔隙度、渗透率分别为 8.0%、 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  左右。也就是说, 小于对应层位的上述物性界限储层已不具有产油能力。由此可以将孔隙度 15.0% 与渗透率  $4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  作为延 9 油层组油层的有效厚度物性下限; 孔隙度 14.0%、渗透率  $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  作为长 2 油层的有效厚度物性下限; 孔隙度 8.0%、渗透率  $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  作为长 4 + 5 油层组和长 6 油层组的有效厚度物性下限。

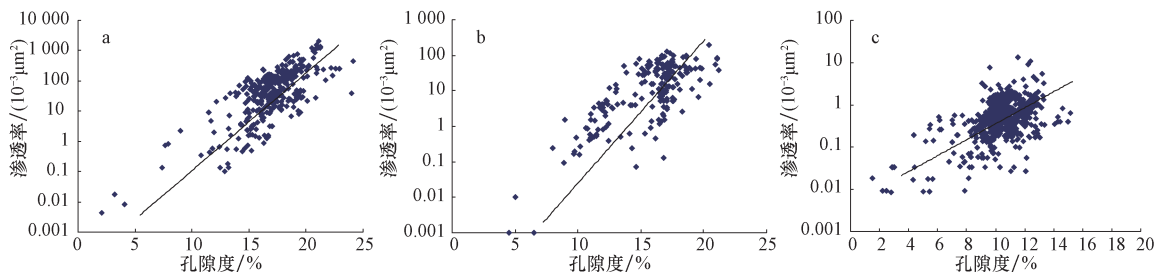


图 2 研究区各主力油层孔隙度与渗透率关系

Fig. 2 Relationship between porosity and permeability of the major pay zones in study area

a. 延 9 油层组; b. 长 2 油层组; c. 长 6 油层组 (长 4 + 5)

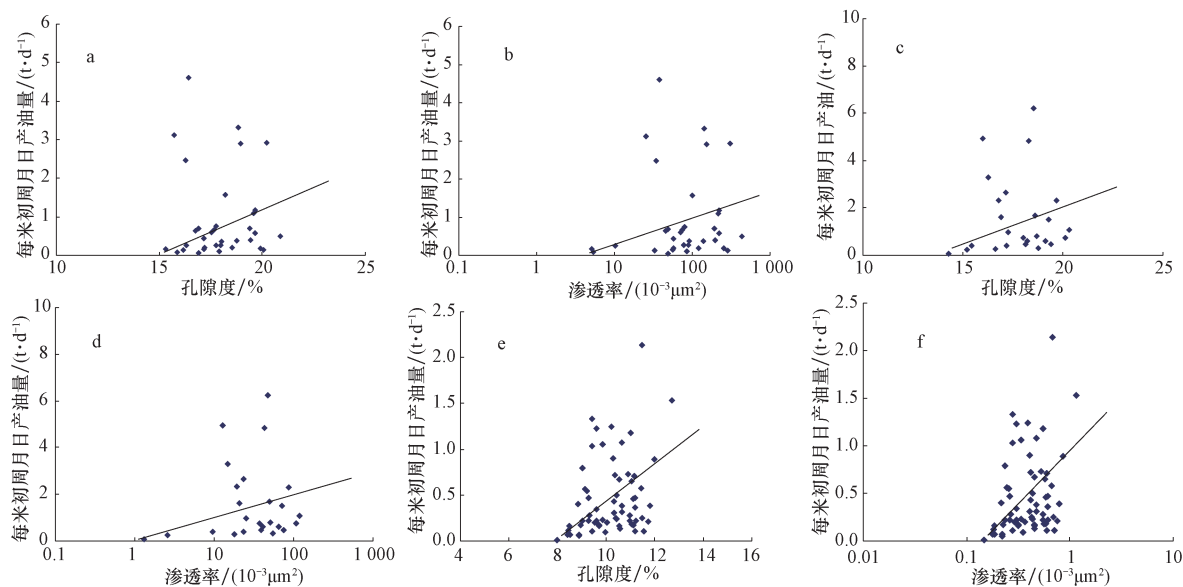


图 3 各主力油层物性参数与每米初周月日产油关系

Fig. 3 Porosity and permeability vs. daily oil output at the beging of a week or a month in each major pay zone

a, b. 延 9 油层组; c, d. 长 2 油层组; e, f. 长 4 + 5 油层组和长 6 油层组

### 1.3 压汞参数法确定物性下限

排驱压力与中值压力是毛细管压力曲线的主要参数。排驱压力是指非润湿相流体开始进入岩样的最大孔喉的压力,反映了储集层中驱替水时所需的最小压力<sup>[10]</sup>;而中值压力是指在压汞实验过程中进汞饱和度达到50%时所对应的毛细管压力<sup>[5]</sup>。由于孔隙度、渗透率的大小与排驱压力、中值压力大小有直接关系,可以用来确定为有效厚度的物性下限<sup>[5]</sup>。

根据研究区内51块延9层位岩样的压汞资料,当渗透率小于 $4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,排驱压力、中值压力急速增大(图4a,b),说明渗透率小于 $4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,很难成为有效储层,确定延9层位渗透率下限为 $4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

根据研究区内59块长2油层组岩样的压汞资料,当渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 后,排驱压力、中值压力急速增大(图4c,d),说明渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,很难成为有效储层,确定长2油层组渗透率下限为 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

根据研究区内42块长4+5油层组和长6油层组岩样的压汞资料,当渗透率小于 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,排驱压力、中值压力急速增大(图4e,f),说明渗透率小于 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,很难成为有效储层,确定长4+5油层组和长6油层组渗透率下限为 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

## 2 物性下限的差异性成因

从研究区延9油层组、长2油层组、长4+5油层

组和长6油层组有效厚度物性下限的分析结果来看,各层平均埋藏越大其对应值越小,并且其与埋深的变化并非为简单函数关系(图5)。通过分析发现,沉积作用和成岩作用对各储层有效厚度物性下限的影响较大。

### 2.1 沉积作用

沉积作用是决定储层物性的最基本要素<sup>[12]</sup>。不同沉积环境下的沉积物特征会有较大差异,研究区长6油层组、长4+5油层组与延9油层组均属三角洲平原亚相沉积,骨架砂体为分流河道中的砂质沉积。研究区长2油层组属辫状河沉积,骨架砂体为河床滞留和心滩中的砂质沉积。在此沉积差异下,各层砂岩的矿物成分、粒度等特征存在差异,为沉积后的差异性成岩作用提供了基础<sup>[13-14]</sup>。

研究区延9油层组、长2油层组、长4+5油层组和长6油层组储层砂岩分选性、磨圆度等特征差别不大,分选基本为好,磨圆度主要为次棱角状,次为次棱角一次圆状。而研究区延9、长2、长4+5和长6储层矿物成分中刚性和塑形成分变化有较好的规律性,埋深从小到大刚性成分如石英类等含量基本是变小的,塑形成分如云母等含量基本是变大的(表1),这为沉积后的差异性压实作用产生奠定了基础。另外,根据研究区75块样品的粒度资料,研究区延9油层组、长2油层组、长4+5油层组和长6油层组储层砂岩的粒度变化也有较好的规律性,埋深从小到大中砂含量变化不大,细砂含量有规律性变小,极细砂、粉砂含量均有规律增大,总体上埋深从小到大粒度粒级是有规律性

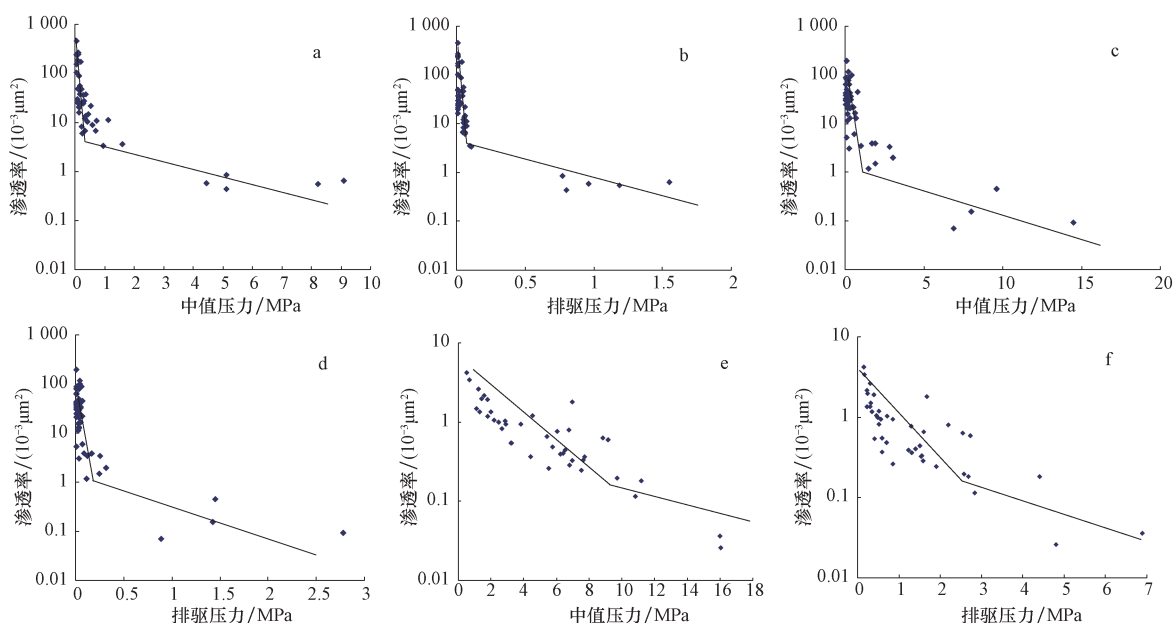


图4 各主力油层的压汞参数与渗透率的关系

Fig. 4 Mercury injection parameters vs. permeability of each major pay zone

a, b. 延9油层组; c, d. 长2油层组; e, f. 长4+5油层组和长6油层组

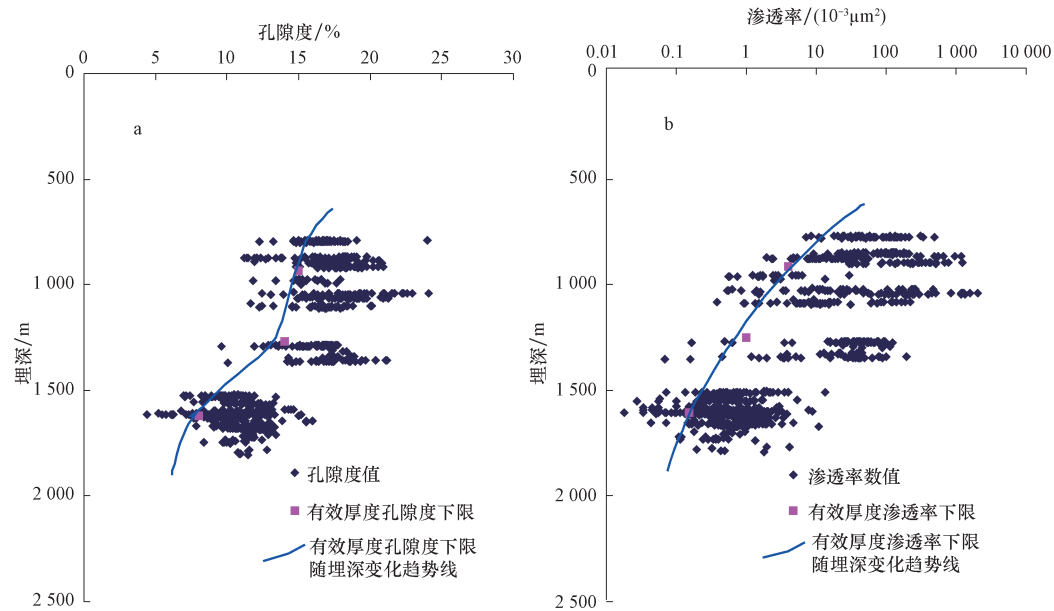


图 5 有效厚度物性下限随埋深的变化关系

Fig. 5 Burial depth vs. porosity and permeability cutoffs for determining effective thickness

a. 孔隙度;b. 渗透率

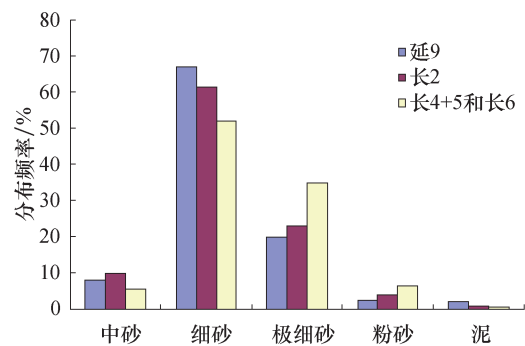


图 6 研究区延 9、长 2、长 4 + 5 和长 6 储层不同粒级分布

Fig. 6 Distribution of different grain sizes of Yan 9, Chang 2, Chang 4 + 5 and Chang 6 in the study area

减小的,这也为沉积后的差异性成岩作用产生奠定了基础。

2.2 成岩作用

根据对研究区大量砂岩样品的铸体薄片、扫描电镜、X-射线衍射等分析,认为研究区中生界储层中的成岩作用主要包括以下类型:压实压溶作用、胶结作用和溶蚀作用(图 7)。本次在成岩演化的基础上,量化分析了成岩作用对现今延 9 油层组、长 2 油层组、长 4 + 5 油层组和长 6 油层组储层物性的影响作用。

研究区储层压实、压溶作用较为强烈,但不同层位强度不等,碎屑颗粒发生重新排列,多呈线接触,少数凹凸状接触及缝合线接触,云母、泥质杂基等塑性物质受到强烈压实挤压进入孔隙当中(图 7a—c)。

在压实与压溶的作用下,中生界不同层位孔隙度

表 1 研究区延 9、长 2、长 4 + 5 和长 6 油层组  
储层矿物成分含量

| Table 1 Statistics of mineral components of Yan 9, Chang 2, Chang 4 + 5 and Chang 6 in the study area |       | %     |       |         |       |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|---------|-------|
| 矿物成分                                                                                                  |       | 层位    |       |         |       |
|                                                                                                       |       | 延 9   | 长 2   | 长 4 + 5 | 长 6   |
| 碎屑成分                                                                                                  | 石英类   | 47.84 | 29.53 | 22.56   | 22.94 |
|                                                                                                       | 长石类   | 22.58 | 47.42 | 49.63   | 51.13 |
|                                                                                                       | 火成岩岩屑 | 1.08  | 0.99  | 0.65    | 0.6   |
|                                                                                                       | 变质岩岩屑 | 1.2   | 0.84  | 0.73    | 0.81  |
|                                                                                                       | 沉积岩岩屑 | 0.08  | 0.09  | 0       | 0     |
|                                                                                                       | 其他    | 2.02  | 3.84  | 7.13    | 3.88  |
| 填隙物成分                                                                                                 | 云母    | 2.5   | 1.08  | 0.88    | 0.63  |
|                                                                                                       | 水云母   | 1.73  | 3.95  | 6.13    | 6.63  |
|                                                                                                       | 绿泥石   | 2.52  | 0     | 0       | 0     |
|                                                                                                       | 菱铁矿   | 0.42  | 3.28  | 1.44    | 2     |
|                                                                                                       | 方解石   | 0.25  | 0     | 0       | 0     |
|                                                                                                       | 白云石   | 2.2   | 0     | 0       | 0     |
|                                                                                                       | 铁白云石  | 0.05  | 0.3   | 0.13    | 0.25  |
|                                                                                                       | 长石质   | 3.55  | 0.03  | 0       | 0     |
|                                                                                                       | 高岭石   | 0     | 0     | 4.5     | 4.6   |
|                                                                                                       | 浊沸石   | 2     | 1.63  | 1.06    | 0.88  |
|                                                                                                       | 硅质    | 0.17  | 0.03  | 0       | 0     |
|                                                                                                       | 重晶石   |       |       |         |       |

降低程度不同,这里通过计算压实损失孔隙度<sup>[15]</sup>来定量表征压实作用对储层物性的破坏。

压实损失孔隙度 =  $\Phi_0 - \Phi_1$  (1)

式中: $\Phi_0$  为未固结砂岩初始孔隙度,%; $\Phi_1$  为压实后剩余粒间孔隙度,%。

这里,未固结砂岩初始孔隙度( $\Phi_0$ )可表示为<sup>[16]</sup>

$\Phi_0 = 20.91 + 22.9/S_0$  (2)

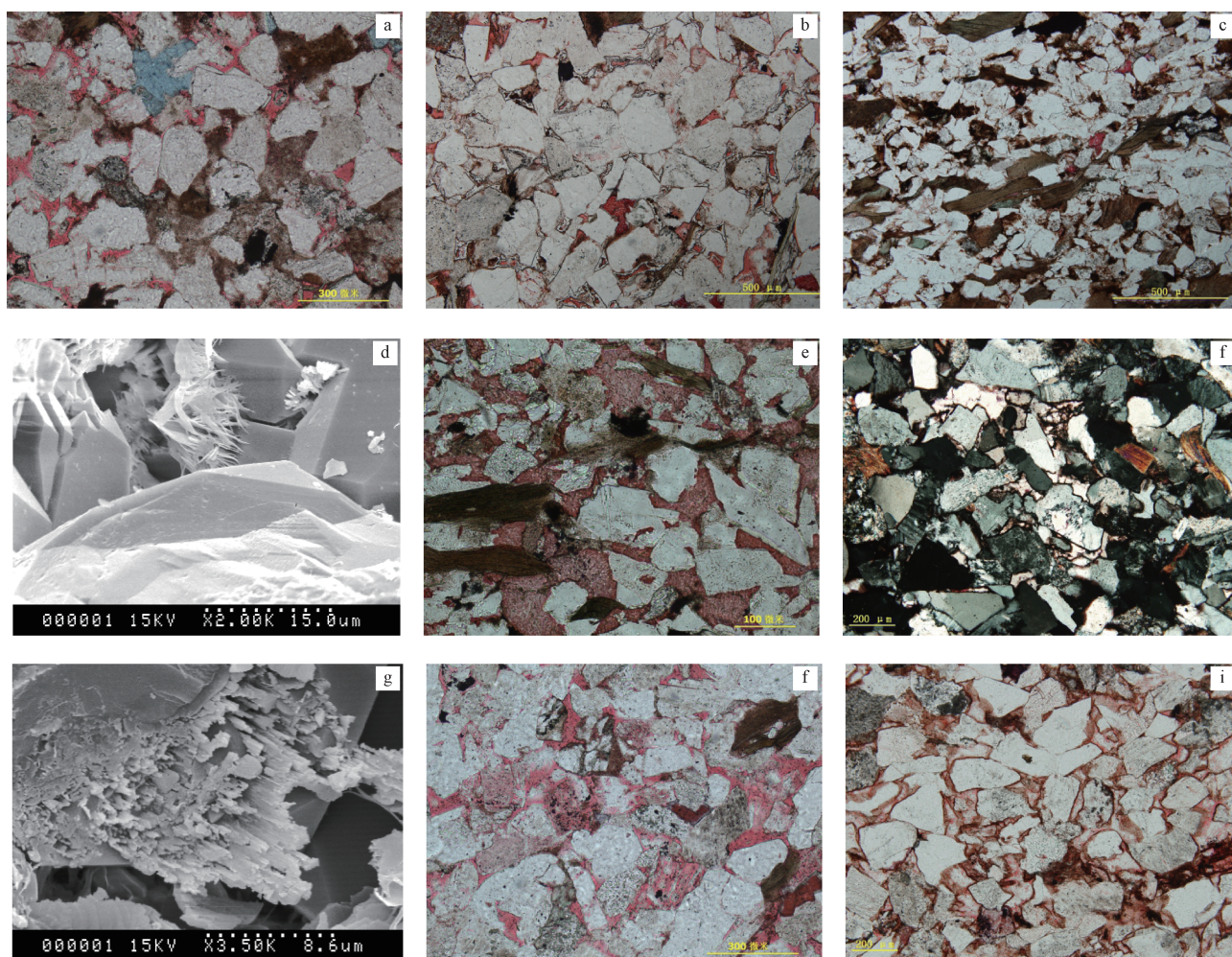


图7 研究区各主力油层压实、胶结、溶蚀成岩作用特征

Fig. 7 Features of diagenesis including compaction, cementation and corrosion in each major pay zone in the study area

a. 颗粒线接触,高岭石、铁白云石胶结,J19井,延9油层组,1 045.4 m; b. 塑性物质定向排列,J64井,长2油层组,1 307.9 m; c. 塑性物质定向排列,岩石致密,J400井,长6油层组,1 655.03 m; d. 伊利石胶结,石英充填,J19井,延9油层组,1 042.95 m; e. 方解石胶结,J53338井,长2油层组,1 372.3 m; f. 浊沸石充填,J400井,长6油层组,1 715.05 m; g. 长石溶蚀,J19,延9油层组,1 042.35 m; h. 长石溶蚀,J53308,长2油层组,1 365.37 m; i. 浊沸石微弱溶蚀,J400井,长6油层组,1 712.32 m

式中: $S_0$ 为砂岩的分选系数, $S_0 = (P_{25}/P_{75})^{1/2}$ , $P_{25}$ , $P_{75}$ 分别代表累计曲线上颗粒体积分数为25%和75%处所对应的颗粒直径。

利用75块岩心的粒度资料计算得到储层的原始孔隙度值,长4+5油层组与长6油层组为34.1%~35.9%,平均值为35.3%;长2油层组为34.6%~36.6%,平均值为35.5%;延9油层组为34.1%~36.9%,平均值为35.3%。

$\Phi_1 = (\text{粒间孔面孔率} + \text{胶结物溶孔面孔率}) /$

总面孔率  $\times$  物性分析孔隙度 + 胶结物含量 (3)

式中:胶结物含量为样品岩矿分析的胶结物百分含量,%;物性分析孔隙度为样品进行物性分析所得到的孔隙度,%。

通过计算,长4+5油层组与长6油层组储层压实损失孔隙度为9.5%~18.1%,平均为14.1%。长2油层组储层压实损失孔隙度为8.1%~17.4%,平均为

13.9%。延9油层组储层压实损失孔隙度为2.4%~11.9%,平均为8.5%。

胶结物的形成占据了孔隙空间,将使砂岩储集层物性变差。研究区中生界储层常见胶结物主要有粘土矿物、碳酸盐岩、硅质、浊沸石等(图7d—f)。

这里用胶结损失孔隙度<sup>[15]</sup>来定量表征胶结作用对储层物性的影响。

胶结损失孔隙度 =  $\Phi_1 - \Phi_2$  (4)

式中: $\Phi_2$ 为砂岩压实、胶结后的剩余粒间孔隙度,% ,即为物性分析孔隙度中粒间孔隙所具有的孔隙度。

$\Phi_2 = (\text{粒间孔面孔率} / \text{总面孔率}) \times$   
物性分析孔隙度 (5)

通过计算,长4+5油层组、长6油层组储层胶结损失孔隙度为9.0%~19.0%,平均为14.6%。长2油层组储层胶结损失孔隙度为8.2%~15.1%,平均为

9.7%。延9油层组储层胶结损失孔隙度为10.1%~20.2%,平均为15.1%。

溶蚀作用增加了孔隙空间,改善储层物性。研究区中生界储层常见的为长石、岩屑的溶蚀和浊沸石、绿泥石薄膜等胶结物的溶蚀作用(图7g—i)。

把溶蚀孔隙度( $\Phi_3$ )<sup>[15]</sup>定义为总储集空间中溶蚀孔所占据的那部分储集空间。

$$\Phi_3 = (\text{溶蚀孔面孔率} / \text{总面孔率}) \times \text{物性分析孔隙度} \quad (6)$$

通过统计长4+5油层组、长6油层组的溶蚀孔隙度为2.0%~8.9%,平均5.1%。长2油层组的溶蚀孔隙度为2.5%~7.6%,平均5.7%。延9油层组的溶蚀孔隙度为3.7%~9.1%,平均6.5%。

### 2.3 成因

研究区中生界储层中初始孔隙度相差较小,基本在34%~37%,平均值基本在35.3%左右。但现今各层孔隙度却相差较大。由于各层沉积环境不同,各储层的刚塑性成分、粒度大小等存在较大差异,使得后期各主要成岩类型的强度不同,通过上述成岩作用对孔隙度影响的定量估算发现,各成岩作用在对各储层孔隙度变化的影响程度差别较大。压实作用对埋深较大的长2、长6(长4+5)储层的孔隙度影响最大,压实损失孔隙度平均值分别为13.9%与14.1%,影响最小的为埋深较小的延9储层,压实损失孔隙度平均为8.5%。在压实作用的基础上,胶结作用对砂岩储层孔隙度的减小起到不同程度的强化作用,对延9、长6(长4+5)储层的影响最大,储层胶结损失孔隙度平均分别为15.1%、14.6%,影响较小的为长2储层,其胶结损失孔隙度平均为9.7%。溶蚀作用一定程度上改善了砂岩储层的孔隙空间,对各自的改善程度相差不大,延9油层组、长2油层组、长6油层组(长4+5油层组)的溶蚀孔隙度平均分别为6.5%、5.7%、5.1%。

通过研究区沉积与成岩作用对各层储层物性影响的更进一步分析发现,长6油层组(长4+5油层组)、长2油层组和延9油层组储层中矿物成分中刚性颗粒石英等含量依次增大(表1),粒度也逐渐变大(图6),使得各层抗压实强度依次增强,加之埋深依次减小,使得后期的压实作用对延9油层组、长2油层组、长6油层组(长4+5油层组)储层物性的影响依次增强,但压实作用到一定程度对储层影响较小,长2和长6(长4+5)的压实损失孔隙度相差较小,长2和长6(长4+5)颗粒或塑性物质定向性排列均较好并且颗粒均多为线或镶嵌接触关系(图7)等即为较好的佐证。由于长2储层的胶结作用损失孔隙

度较延9储层小了很多,一定程度上弥补了长2储层因压实作用而导致的孔隙度减小;加之长2和延9储层的压实和胶结共同作用而减少的孔隙度基本相当,延9油层组的溶蚀改善作用稍好于长2油层组,因此两者储层现今孔隙度相差不大,前者略大于后者,这也是延9储层较长2储层有效厚度物性下限稍高但相差不大的主要原因。随着埋藏深度进一步增大,压实作用损失孔隙度因长6(长4+5)与长2基本变化不大,而胶结作用损失孔隙度的增大,一定程度上加速了长6(长4+5)物性的降低,加之溶蚀对各储层的改善作用都较为有限,相差不大,使得长6(长4+5)储层物性较长2储层物性迅速降低,这也是前者现今储层有效厚度物性下限迅速降低而明显小于后者的主要原因。可见,研究区中生界储层物性受沉积、成岩作用的共同影响,沉积作用为基础影响因素,它决定了后期成岩作用类型的强度,而成岩作用为形成现今储层物性差别的最主要原因。

### 3 结论

1) 研究区中生界各主力油层储层类型纵向上存在较大差异,埋深较浅或中等的延9油层组、长2油层组基本为中孔—中低渗储层,而埋深较大的长4+5油层组、长6油层组基本为低孔—低渗、特低渗储层。各主力油层储层物性下限随埋深增加逐渐降低,延9油层组、长2油层组和长6油层组(长4+5油层组)孔隙度下限分别为15%、14%和8%,渗透率下限分别为 $4 \times 10^{-3}$ 、 $1 \times 10^{-3}$ 和 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2) 研究区中生界储层物性受沉积、成岩作用的共同影响,沉积作用为基础影响因素,主要表现在随埋深变小储层中矿物成分中刚性颗粒石英等含量依次增大,粒度也逐渐变大,这些决定了后期主要成岩作用类型的强度。

3) 成岩作用为形成研究区现今储层有效厚度物性下限差异的最主要原因。研究区中生界储层中初始孔隙度相差较小,对于侏罗系延安组延9油层组和延长组长2油层组,压实和胶结共同作用减少的孔隙度基本相当,差别在于前者的溶蚀改善作用稍好于后者,使得两者储层有效厚度物性下限前者稍好于后者;对于延长组长2和长6(长4+5),压实作用减少孔隙度、溶蚀增加孔隙度相差均较小,而后者胶结作用减少的孔隙度大于前者,该作用为导致两者有效厚度物性下限差别较大的最主要原因。

### 参 考 文 献

- [1] 宋子齐,程国建,王静,等. 特低渗透油层有效厚度确定方法研究

- [J]. 石油学报, 2006, 27(6): 103–106.
- Song Ziqi, Cheng Guojian, Wang Jing, et al. Determination of effective thickness for oil reservoir with extra-low permeability[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(6): 103–106.
- [2] 武富礼, 赵靖舟, 闫世可, 等. 陕北地区中生界石油补偿成藏规律研究[J]. 石油学报, 2007, 28(3): 23–31.
- Wu Fuli, Zhao Jingzhou, Yan Shike, et al. Compensatory petroleum accumulation rules in the Mesozoic of Shaanbei area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3): 23–31.
- [3] 赵靖舟, 武富礼, 闫世可, 等. 陕北斜坡东部三叠系油气富集规律研究[J]. 石油学报, 2006, 27(5): 24–34.
- Zhao Jingzhou, Wu Fuli, Yan Shike, et al. Regularity of Triassic petroleum accumulation and distribution in the east part of North Shaanxi Slope[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5): 24–34.
- [4] 武富礼, 王变阳, 赵靖舟, 等. 鄂尔多斯盆地油藏序列特征及成因[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 639–642.
- Wu Fuli, Wang Bianyang, Zhao Jingzhou, et al. Origin and characteristics of oil pool sequence in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 639–642.
- [5] 王媛媛, 王桂成, 徐勇强, 等. 杏子川油田长6低渗透储层有效厚度下限研究[J]. 地质科技情报, 2013, 32(3): 113–116.
- Wang Yuanyuan, Wang Guicheng, Xu Yongqiang, et al. Research on the minimum net pay thickness for Chang-6 oil reservoirs with low permeability in Xingzichuan oilfield[J]. Geological Science and Technology Information, 2013, 32(3): 113–116.
- [6] 王桂成, 宋子齐, 王瑞飞, 等. 基于岩石物理相分类确定特低渗透油层有效厚度——以安塞油田沿河湾地区长6特低渗透储层评价为例[J]. 地质学报, 2010, 84(2): 286–291.
- Wang Guicheng, Song Ziqi, Wang Ruifei, et al. Refined evaluating thickness of extra-low permeability reservoir using lithophase classification——Take the Chang 6 extra-low permeability reservoir of the Yanhewan area as an example[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(2): 286–291.
- [7] 李易隆, 贾爱林, 何东博. 致密砂岩有效储层形成的控制因素[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 71–82.
- Li Yinglong, Jia Ailin, He Dongbo. Control factors on the formation of effective reservoirs in tight sands; examples from Guang'an and Sulige gasfields[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 71–82.
- [8] 杨通佑, 范尚炯, 陈元千, 等. 石油及天然气储量计算方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990: 31–46.
- Yang Tongyou, Fan Shangjiong, Chen Yuanqian, et al. Petroleum and natural gas reservoirs calculation method[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990: 31–46.
- [9] 焦翠华, 夏冬冬, 王军, 等. 特低渗砂岩储层物性下限确定方法——以永进油田西山窑组储集层为例[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(3): 379–383.
- Jiao Cuihua, Xia Dongdong, Wang Jun, et al. Methods for determining the petrophysical property cutoffs of extra-low porosity and permeability sandstone reservoirs——an example from the Xishanyao Formation reservoirs in Yongjin oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(3): 379–383.
- [10] 胡林楠, 赵靖舟. 致密砂岩气藏有效厚度确定方法及应用探讨[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(1): 69–77.
- Hu Linnan, Zhao Jingzhou. A discussion on the determination way to effective thickness of tight sandstone gas pools[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(1): 69–77.
- [11] 王健, 操应长, 高永进, 等. 东营凹陷古近系红层砂体有效储层的物性下限及控制因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(4): 27–33.
- Wang Jian, Cao Yingchang, Gao Yongjin, et al. Petrophysical parameter cutoff and controlling factors of effective reservoir of red beds sandbodies of Paleogene in Dongying depression[J]. Journal of China University of Petroleum, 2011, 35(4): 27–33.
- [12] 操应长, 杨田, 王健, 等. 东营凹陷南坡沙四上亚段滩坝砂岩有效储层成因[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(6): 1–9.
- Cao Yingchang, Yang Tian, Wang Jian, et al. Genesis of effective reservoirs of beach-bar sandstone in upper part of the fourth member of Shahejie formation in the southern slope of Dongying sag[J]. Journal of China University of Petroleum, 2013, 37(6): 1–9.
- [13] 王峰, 陈蓉, 田景春, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长4+5油层组致密砂岩储层成岩作用及成岩相[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 199–206.
- Wang Feng, Chen Rong, Tian Jingchun, et al. Diagenesis and diagenetic facies of the Chang 4+5 tight sandstone reservoirs in Longdong area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 199–206.
- [14] 林小兵, 刘莉萍, 田景春, 等. 川西坳陷中部须家河组五段致密砂岩储层特征及主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 224–230.
- Lin Xiaobing, Liu Liping, Tian Jingchun, et al. Characteristics and controlling factors of tight sandstone reservoirs in the 5th member of Xujiahe Formation in the central of western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 224–230.
- [15] 王瑞飞, 陈明强. 储层沉积—成岩过程中孔隙度参数演化的定量分析——以鄂尔多斯盆地沿25区块、庄40区块为例[J]. 地质学报, 2007, 81(10): 1432–1437.
- Wang Ruifei, Chen Mingqiang. Quantitative analysis of porosity evolution during the reservoir sedimentation-diagenesis——Taking the Yan 25 and Zhuang 40 areas in the Ordos Basin as examples[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(10): 1432–1437.
- [16] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated Sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349–369.

(编辑 董立)