

文章编号:1009-3850(2011)02-0075-07

综合指数法在河流相储层非均质性研究中的应用 ——以胜坨油田二区沙二段^{3⁴}储层为例

冯建伟, 戴俊生, 杨少春, 冀国盛, 黄文科

(中国石油大学地球资源与信息学院, 山东 东营 257061)

摘要:在储层建筑结构划分、测井多参数处理结果的基础上,根据熵的原理,应用熵权法定量计算了胜坨油田二区沙河街二段3砂层组4小层(简称沙二段^{3⁴})河流相储层的非均质综合指数,按照不同的开发时期详尽分析了储层的层间、层内、平面非均质性特征,并阐述了储层非均质性的主要影响因素。结果表明:沙二段^{3⁴}储层层内、层间及平面非均质性中等—较强;随着注水开发的进行,非均质性有继续增强的趋势,平面非均质性较之层内和层间非均质性更强烈。同一小层及韵律层在不同开发时期的非均质程度有明显的差异。建筑结构控制储层非均质程度,成岩作用使非均质性复杂化,注采井网不完善加剧了非均质性的差异性。研究成果为剩余油的挖潜提供了重要依据。

关键词:非均质综合指数;河流相储层;熵权法;储层建筑结构

中图分类号:TE311⁺¹

文献标识码:A

河流相砂岩是我国主要的含油气储层,河流相砂岩与三角洲砂岩储层中的石油储量约占已探明储量的80%,但由于河流相砂岩横向上砂体连续性和连通性差,垂向上沉积体系复杂多变,以及隔夹层的分布、物性的差异、流体的非均质性,给砂体的空间展布、井间砂体预测带来很大的难度,从而产生了复杂的、多级次的储层非均质性^[1-2]。储层非均质性在油气田勘探开发尤其是油田开发后期有着重要的作用,目前对其的研究主要局限于定性描述、半定量分析方面。近年来,国内外学者在河流相储层非均质量化研究方面做了大量的工作并取得了较大的进展,但也存在一些缺陷,有些方法仅局限单一储层参数(如渗透率)从一个侧面或某一角度来描述和识别储层非均质性,而且存在参数选取不一致和处理过程比较复杂的问题,远远满足不了油田特高含水期的开发要求,必须进行储层非均质综合定量研究^[3]。因此,从解决上述问题出发,以熵权法为基础^[4],考虑建筑结构、微构造、有效厚

度、孔隙度、渗透率和变异系数等参数来求取一个表征非均质性的综合指数,简洁实用地定量表征了胜坨油田二区沙二段^{3⁴}小层河流相储层非均质程度,指导剩余油挖潜。

1 地质概况

胜坨油田位于济阳坳陷东营凹陷北侧陈家庄凸起南端,是一个明显受走向近东西向胜北断层控制的逆牵引背斜构造油田,可分为三个油区:胜一区、胜二区和胜三区。其中胜二区位于胜利村构造西南翼,其北、东分别被7号、9号断层切割,其南接东营断裂带,西与胜一区相连。胜二区沙二段3砂层地层自东北向西南倾斜,倾角 $2^{\circ} \sim 4^{\circ}$,构造简单,为一自东北向西南倾伏的断鼻构造(图1),自下之上共发育6个小层,其中3、4、5小层砂体大面积分布,其余层砂体多呈土豆状零星分布。该油藏1966年正式投入开发,现综合含水95.9%,已处于特高含水阶段,储层内非均质性变化复杂。

收稿日期:2008-03-10; 改回日期:2009-09-16

作者简介:冯建伟,男,博士,主要从事地质资源与地质工程研究

资助项目:国家“十五”攻关项目“大中型油田勘探开发关键技术研究”(2003BA613A-02)资助

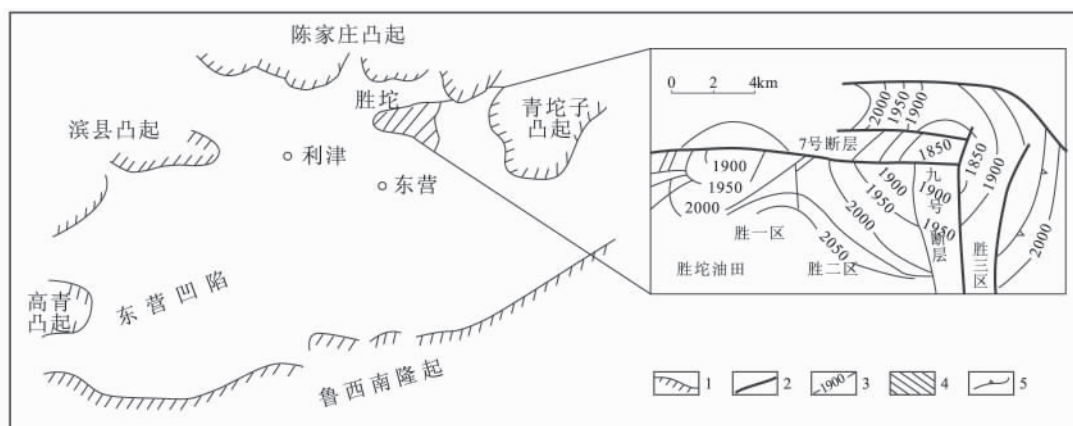


图1 胜坨油田二区构造位置简图

1. 隆起边界; 2. 断层; 3. 等值线; 4. 工区位置

Fig. 1 Tectonic setting of the 2nd district of the Shengtuo Oil Field

1 = uplift boundary; 2 = fault; 3 = isopleth; 4 = location of the working district

胜二区沙二段 3^4 小层为棕褐色砾状砂岩、含砾砂岩,砾石成分以石英为主,长石次之。砾径可达6mm,一般1~4mm,次棱角状至次圆状,含泥砾。砾石含量一般为30%~50%,多数为砂到粉砂质的基质支撑,胶结松散,呈透镜体状分布。沉积构造比较少见,多呈块状层理,厚度变化于0.25~2.2m之间。从下至上可划分3个韵律层,其中 3^{4+2} 厚度较大分布较稳定, 3^{4+1} 、 3^{4+3} 厚度较薄分布也不稳定。通过对本区取芯、测井、粒度等资料分析, 3^4 砂层主要为砂质辫状河沉积。物源主要来自北东方向。根据不同的岩相组合、内部几何形态、外部几何形态、界面的性质以及剖面特征可划分出河道滞流沉积(ChL)、河道充填沉积(ChC)、纵向砂坝(LB)、横向砂坝(TB)、废弃河道充填(ChL)、天然堤(LV)、决口扇(CS)、和洪泛平原细粒(FF)等结构单元。其中河道充填(ChL)砂体最为发育,其次为纵向、横向砂坝(LB、TB)砂体(图2)。研究区由于河道的摆动,使得不同期次河道砂体与砂坝砂体相互叠加形成了展布广泛的“叠覆泛砂体”。砂体岩性大多偏粗,渗透性好,高渗透带(层)相接形成的连通网络广为分布。同时大量的落淤层和泥粉纹层形成垂向渗透屏障,河道侵蚀面和侧积面等形成侧向渗透屏障,砂体之间及砂体内部并非完全连通,形成了辫状河沉积特有的“泛连通体”模型。

2 综合定量表征非均质性

2.1 定量表征原理

1. 熵权概念的提出

熵的概念源于热力学,熵值 $H(x)$ 实际是系统

不确定性的一种量度。熵具有极值性;当系统处于各种状态的概率为等概率时,即 $P_i = 1/n$ ($i = 1, 2, \dots, n$),其熵值最大,为:

$$H(P_1, P_2, P_3, \dots, P_n) \leq H\left(\frac{1}{n}, \frac{1}{n}, \frac{1}{n}, \dots, \frac{1}{n}\right) = \log(n) \quad (1)$$

由此可知,当系统的状态数 n 增加时,系统的熵也增加,但增加的速度比 n 小得多。如果系统仅处于一种状态,且其出现概率 $P_i = 1$,则系统等于零,说明该系统没有不确定性,系统完全确定^[5]。

指标权重也就是各个储层参数在非均质综合指数计算中所占的权重,用储层同一参数井间的差别大小来度量,如果同一参数井间数值相差较大,熵值越小,权值就越大,反过来,如果同一参数井间差别较小,熵值越大,权值就越小。因此可以根据各个储层参数井间的差别程度确定其在计算储层综合指数中所占的比重。

2. 熵权法计算步骤

使用熵权法计算储层非均质综合指数基本算法如下:

①确定对象的集合,记为: $A = (A_1, A_2, A_3, \dots, A_n)$ 。 A_i 即为二区中参与计算的每口井的井名, $A = (2215, 23115, 2416, \dots, 2637)$ 。

②确定属性因素的集合,记为: $P = (P_1, P_2, P_3, \dots, P_n)$ 。 P_i 指井内各种储层参数的数值, $P = (\text{渗透率的变异系数}, \text{突进系数}, \text{有效砂层系数}, \text{渗透率}, \dots, \text{粒度中值})$ 。

③确定指标矩阵,矩阵元素为属性参数。

$$A = \begin{matrix} & P_1 & P_2 & P_3 & \cdots & P_m \\ \begin{matrix} A_1 \\ A_2 \\ A_3 \\ \vdots \\ A_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \cdots & a_{1m} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \cdots & a_{2m} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & \cdots & a_{3m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & a_{n3} & \cdots & a_{nm} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2)$$

④归一化指标值。

$$b_{ij} = \frac{a_{ij} - \min a_{ij}}{\max a_{ij} - \min a_{ij}} \quad (3)$$

$$b_{ij} = \frac{\max a_{ij} - a_{ij}}{\max a_{ij} - \min a_{ij}} \quad (4)$$

储层参数值越大,相应地表征储层非均质性越弱的参数,如渗透率、孔隙度等参数使用(3)式进行归一化。储层参数值越大,相应地表征储层非均质性越强的参数,如泥质含量、渗透率级差等参数使用(4)式进行归一化。

归一化后得到矩阵 B:

$$B = \begin{matrix} & P_1 & P_2 & P_3 & \cdots & P_m \\ \begin{matrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ \vdots \\ B_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & b_{13} & \cdots & b_{1m} \\ b_{21} & b_{22} & b_{23} & \cdots & b_{2m} \\ b_{31} & b_{32} & b_{33} & \cdots & b_{3m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ b_{n1} & b_{n2} & b_{n3} & \cdots & b_{nm} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (5)$$

⑤利用熵权法确定各指标的权重。为确定各指标的权重,计算各指标的熵值:

$$H(P_j) = - \sum_{i=1}^n \left\{ \left[\frac{b_{ij}}{\sum_{i=1}^n b_{ij}} \right] \cdot \log \left[\frac{b_{ij}}{\sum_{i=1}^n b_{ij}} \right] \right\} \quad j=1,2,3,\cdots,m \quad (6)$$

当 $b_{ij}=0$ 时,令 $\left[\frac{b_{ij}}{\sum_{i=1}^n b_{ij}} \right] \cdot \log \left[\frac{b_{ij}}{\sum_{i=1}^n b_{ij}} \right] = 0$,由熵的极值

性可知,各指标的水平值越接近,其熵值越大。当 $b_{ij} / \sum_{i=1}^n b_{ij}$ 相等时,熵值最大,即 $H(P_j)_{\max} = \log(n)$,用其所得熵值进行归一化处理,得到表征指标 P_j 的相对重要度的熵为^[6]:

$$E(P_j) = \frac{H(P_j)}{H(P_j)_{\max}} \quad (7)$$

根据熵的性质可以判断, $EM(P_j)$ 越大, P_j 的相对重要程度越小,则其对应的各指标的权重如下:

$$W_j = \frac{1}{\sum_{j=1}^m \frac{1}{E(P_j)}} \quad (8)$$

求得每个指标的对应的不同权重,得到权重

向量

$$W = (W_1, W_2, W_3, \cdots, W_m) \quad (9)$$

⑥计算非均质综合指数 I:

$$I = W \cdot B \quad (10)$$

得非均质综合指数向量 $I = (I_1, I_2, I_3, \cdots, I_n)$, 其中 $I \in (0, 1)$, I 值越大,非均质性越弱, I 值越小,非均质性越强。

2.2 综合表征参数的选取

影响储层非均质性的因素主要包括沉积、成岩、构造及物性 4 个方面,具体来讲,砂岩厚度、建筑结构、孔隙度、渗透率、砂岩有效厚度、泥质含量、粒度中值、孔喉半径、含油饱和度、产水率、突进系数、变异系数及有效砂层系数 13 种参数能够体现储层非均质程度^[5]。这些参数可划分为两类:①描述储层质量的参数,包括孔隙度、渗透率、有效厚度和变异系数等;②描述储层几何形态的参数,如沉积微相、微构造。进而根据这些参数全面、定量地表征储层的非均质程度。

由于沉积环境、沉积作用、沉积方式都对储层内非均质性有直接影响,因此在计算储层非均质综合指数时考虑沉积因素是十分重要的。在参考国内外沉积特征打分的基础上,根据胜坨油田实际地质情况,依据各种建筑结构与储集层发育及物性关系认识,对沙二段 3 砂层各种建筑结构类型分别赋予了相应的分值,从而引入建筑结构控制指数,将沉积对储层非均质性的影响进行量化^[6](表 1)。

根据熵权法原理,储层参数的水平值越接近,其熵值越大,权值则越小,这个参数对储层非均质性的贡献就相应的较小;如果储层参数的水平值差异越大,其熵值越小,权值则越大,这个参数对储层非均质性的贡献就相应的较大。在储层非均质综合指数计算中,以渗透率突进系数为例,如果渗透率突进系数的数值均一性越好,即渗透率突进系数在各个小层或韵律层内的数值相差越小,则渗透率突进系数的熵值就越大,权值越小,渗透率突进系数相对于其它储层参数而言,对储层非均质综合指数计算的贡献就较小;反之,如果渗透率突进系数在各个小层或韵律层内的数值差异较大,则渗透率突进系数的熵值就越小,权值就越大,渗透率突进系数相对于其它储层参数对储层非均质综合指数的计算贡献就较大。根据上述原理及方法,计算出了各种参数的权重值,并结合研究区的实际地质情况,将权值取值范围定义在^[0.5]之间的整数,其值越大代表参数值在各小层或韵律层内的均一性越差,

表1 胜二区沙二段3⁴储层建筑结构控制参数表Table 1 Controlling parameters for the reservoir architectures in the 3⁴ reservoirs of the 2nd member of the Shahejie Formation in the Shengtuo Oil Field

层位	3 ⁴ 砂层						
相	辫状河流						
建筑结构	纵向、横向砂坝 (LB、TB)	河道充填 (CHC)	河道滞留沉积 (CHL)	废弃河道充填 (CHL)	决口扇 (CS)	天然堤 (LV)	洪泛平原 (FF)
分值	0.9	0.8	0.6	0.3	0.5	0.4	0.2

从而熵值越小,反之也成立,如储层参数含油饱和度权值为5,变异系数权值为0,说明本区各小层或韵律层内含油饱和度的均一性差于变异系数,且对储层非均质综合指数计算的贡献率相应要大(表2)。

熵权法还可以将数值差别不大的储层参数对储层非均质综合指数计算的贡献弱化,将数值差别较大的储层参数对非均质综合指数计算的贡献强

化,即去同存异。熵权法适用于部分参数的数值差别不大而其它参数的数值差别较大的储层,如目的层储层参数的数值一部分差别较大,如渗透率、突进系数、变异系数等,尤其是渗透率之间的差异,数量级最大可达10³以上,而且建筑结构要素类型多样;而另一部分储层参数数值差别不大,如孔隙度和泥质含量等,因此选用熵权法来计算沙二段3⁴储层非均质综合指数,可取得好的实际表征效果。

表2 胜二区沙二段3⁴储层参数权值表Table 2 Weighted values of the 3⁴ reservoir parameters for the 2nd member of the Shahejie Formation in the Shengtuo Oil Field

储层参数	砂岩厚度	建筑结构	孔隙度	泥质含量	粒度中值	孔吼半径	渗透率	含油饱和度	产水率	变异系数	突进系数	砂岩有效厚度	有效砂层系数
权值	5	1	1	0	1	1	3	5	5	0	0	5	1

3 河流相储层非均质特征

3.1 层间非均质性

层间非均质性是对一套砂、泥岩相间的含油层系的总体描述,是注水开发过程中层间干扰的重要原因。由于非均质综合指数(I)的计算考虑了储层建筑结构的影响,因此,可用韵律层间的非均质综合指数来定量表征储层的层间非均质特征。根据I值的大小,规定储层的非均质性(层间、层内、平面)划分为四个等级: $I \leq 0.2$ 强非均质性; $0.2 < I \leq 0.4$ 较强非均质性; $0.4 < I \leq 0.6$ 中等非均质性; $I > 0.6$ 弱非均质性^[6]。从非均质综合指数直方图可见,储层的层见非均质性差异较大,表现为中等—较强。开发初期,三个韵律层的非均质性由强到弱为:3⁴⁻¹韵律层中等偏强、3⁴⁻³韵律层中等、3⁴⁻²韵律层弱偏中等;开发中期非均质性由强到弱为:3⁴⁻¹韵律层中等偏强、3⁴⁻³韵律层中等、3⁴⁻²韵律层中等偏弱;开发后期非均质性由强到弱为:3⁴⁻³韵律层较强、3⁴⁻³韵律层较强偏弱、3⁴⁻²韵律层中等偏强。层间非均质性是造成垂向上层间油气分布不均、水淹状况及剩余油分布状况不同的根本因素^[7],是引起注水开发过程中层间干扰和单层突进的内在原因。

各个砂层组的层间非均质性加剧,将使层间矛盾变得更加突出。该区目的层层间干扰十分明显。

3.2 层内非均质性

层内非均质性是指单砂体规模内储层性质的变化,层内非均质性是影响层内水洗厚度大小和驱油效率高低的主要因素之一^[8]。从层内非均质性是产生层内矛盾的主要原因,加上油水粘度的差异,加剧了层内矛盾。

研究区目的层三个时期的I值平均在0.4~0.5之间,其中特高期最低,达0.41,表明这一时期储层非均质性有所增强,从每个韵律层来看,结果却有些差异。开发初期以3⁴⁻¹韵律层非均质性最强,达0.4319,3⁴⁻²韵律层最弱,为0.6047,总体表现为弱—中等非均质性。开发中期,除了3⁴⁻¹韵律层非均质性变弱外,另外两个韵律层均变强,总体表现为中等非均质性特征,呈现了随注水开发的进行储层非均质性变强的趋势。注水开发后期,情况有所改变,除3⁴⁻²韵律层表现为中等偏强非均质性外,大多数韵律层成现为较强非均质性,其中3⁴⁻³为0.3794,可见开发初期本区储层层内非均质以中等为主,开发中期以中等偏强为主,特高期以较强为主(表3)。

注水开发作用下,细粒物质和泥质被冲刷,改善了储层结构,孔渗性变好,使得非均质性相对变弱。在储集性能不好的河道交界处和河道滞留沉积内,由于注入水的冲刷,阻塞了原本就不畅通的孔隙,使得非均质性相对较强。尽管注水开发降低了波及区的非均质性,但未波及区的非均质性仍然较强,这使得平面非均质性差距实际在加大,总体上体现为平面非均质性变强,这说明注水开发反而加剧了储集性能差别较大的韵律层的平面非均质性,使得储层平面矛盾更加突出。这种储层平面非均质性增强的趋势可能仍将持续一段时间,且平面非均质性的变化在非均质性弱的层并不具有明显的规律性^[10]。

4 储层非均质性影响因素

4.1 沉积环境

辫状河河道及砂坝沉积砂体展布呈网状交织或蜿蜒的条带状,由砾岩相和砂岩相组成,岩石颗粒粗、物性好,顺着河流延伸方向,砂体厚度相对大但变化小,连通程度高,非均质性较弱,而垂直河道方向,砂体厚度突变快,连通程度也低,非均质性较强。在河道与砂坝的交界处有河道侵蚀面和侧积面形成的侧向渗透屏障,以及河流洪泛期间砂坝中上部沉积的较薄落淤层,为泥粉纹层形成的垂向渗透屏障,使得砂体之间及砂体内部并非完全连通,从而非均质性较强。河道滞留沉积砂体,位于河流沉积底部,呈零散分布状态,主要由砾岩相组成,岩石颗粒粗但分选极差,在砂质颗粒中夹杂着过多的泥或粉砂,使得储层物性差于砂坝和河道沉积砂体,非均质性中等。河漫沉积及洪泛细粒沉积砂体一般分布在河道边侧,向河岸方向变薄尖灭,且连

续性差、储集层物性、分选性也较差,非均质程度变化大,呈较强非均质性。总体来看,河流沉积环境形成的储层其成分与结构成熟度相对于三角洲水下沉积环境的储层要低,其泥质含量高,颗粒相对粗细不均,分选较较差,孔喉结构不好,非均质性相对强。

4.2 储层建筑结构和成岩作用

非均质性的强弱和储层建筑结构以及成岩作用有很大关系。建筑结构主体部位,如纵、横向砂坝、河道充填建筑结构,其非均质综合指数数值相对较大,平均值大于0.5,属中等非均质性。而砂体减薄的边缘相带,如河道与砂坝交界处、河道侵蚀面、侧积面等,其非均质综合指数数值普遍较小,平均值小于0.45,非均质性较强—中等。河道滞留沉积非均质综合指数一般为0.45左右,属中等非均质性。天然堤、决口扇及废弃河道充填砂体非均质综合指数平均在0.25~0.4,属较强非均质性,洪泛平原细粒沉积的综合指数在0.25~0.35,属较强非均质性(表4)。由此可见,建筑结构控制储层的非均质程度。

成岩作用常常使同一建筑结构砂体和不同建筑结构砂岩储层非均质程度加强。研究区成岩作用类型丰富,压实、胶结、石英和长石的次生加大以及自生粘土矿物的充填等作用常使岩石颗粒排列更加紧密。正是成岩作用的改造使得储层在纵向上和平面上非均质程度加强,最明显的特点是 3^{4-1} 、 3^{4-3} 韵律层一些岩性好的层段中,钙质夹层和钙质条带发育,致使储层的物性和含油性变差;相反的现象也同样存在,说明成岩作用对储层非均质程度的影响不容忽视。

表4 不同建筑结构储层非均质参数统计

Table 4 Statistics of the heterogeneity parameters for individual architectures

建筑结构	非均质综合指数	非均质程度	建筑结构	非均质综合指数	非均质程度
河道充填	0.645	弱	天然堤	sd0.42	中等偏强
河道滞留沉积	0.447	中等偏强	决口扇	0.35	较强
纵向砂坝	0.616	弱偏中等	废弃河道充填	0.385	较强偏中等
横向砂坝	0.602	弱偏中等	洪泛平原细粒	0.27	较强

4.3 注水开发的影响

长期注水开发,储层的岩石物理性质发生了明显变化。从不同开发时期储层参数的变化特征来看,有的层段或正韵律层段的上部与反韵律层段的底部,水洗程度低或注入水未波及,非均质性变化

小,具有与开发初期非均质性相似的特点^[10]。但是对于强水洗的层段,非均质性则发生了较大变化,开发后期非均质性弱。不同岩石相中,注水开发导致储层非均质性变化不一,这种差异与注入水水洗程度的强弱密切相关。由于注入水使岩性、物性好

的储层岩性、物性更好,含油性变差,而使岩性、物性差的储层岩性、物性更差,油气基本没有动用,从而更加拉大了优劣储层的差距,改变了储层原有非均质程度的分布格局。由此说明,注水开发使储层参数的空间分布呈现复杂化。若注采关系不完善,非均质性差异更加明显。

5 结论

运用熵权方法计算非均质综合指数,可以定量地表征储层的非均质性。胜坨油田二区沙二段 3^4 储层的建筑结构控制储层的非均质程度,成岩作用使非均质性复杂化,注采井网不完善加剧了非均质性的差异。研究成果应用于研究区目的层的剩余油挖潜,具有重要的指导作用。

参考文献:

- [1] 束青林,张本华.河道砂储层油藏动态模型和剩余油预测[M].北京:石油工业出版社,2004.43-47.
- [2] 于红枫,周文,赵风云.尕斯油田N21油藏南区储层非均质性研究[J].西安石油学院学报(自然科学版),2003,18(6):21-23.
- [3] PEIJS-VAN H M,GOOD T R,ZAITLIN B. A. Heterogeneity modeling and geopseudo upscaling applied to waterflood performance prediction of an incised valley reservoir: Countess YY pool, southern Alberta,Canada [J]. AAPG Bulletin,1998,82(12):2220-2245.
- [4] 周建林,刘静,杨少春.胜坨油田坨28断块沙河街组二段储层非均质性定量研究[J].高校地质学报,2002,8(4):437-445.
- [5] 吴秀云.熵权和水轮机模糊综合最佳选型[J].武汉水利电力大学学报,1999,10,12(4):188-201.
- [6] 杨少春.储层非均质性定量研究新方法[J].石油大学学报,2000,24(1):53-56.
- [7] 崔树清,刘雪军.高尚堡油田沙河街组三段Es32+3亚段储层非均质性研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2005,20(2):23-24.
- [8] 裴泽楠,许士策,肖敬修.沉积方式与碎屑岩储层的层内非均质性[J].石油学报,1985,6(1):41-49.
- [9] 焦养泉,李思田,李祯,等.碎屑岩储层物性非均质性的层次结构[J].石油与天然气地质,1998,19(2):89-98.
- [10] 高树新,杨少春,胡红波,等.胜坨油田坨21断块沙二段储层非均质性定量表征[J].油气地质与采收率,2004,11(5):11-13.

An application of the composite index method to the heterogeneity of fluvial reservoirs: An example from the 3^4 reservoirs of the 2nd member of the Shahejie Formation in the 2nd district of the Shengtuo Oil Field

FENG Jian-wei, DAI Jun-sheng, YANG Shao-chun, JI Guo-sheng, HUANG Wen-ke

(College of Geo-resources and Information, China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong, China)

Abstract: The present paper gives a detailed description of interstratal, intrastratal and planar heterogeneity and its main influencing factors in the fluvial reservoirs of the 3^4 reservoirs in the 2nd member of the Shahejie Formation in the 2nd district of the Shengtuo Oil Field in the light of reservoir architectures and logging interpretation by using the entropy's method. The 3^4 reservoirs are turned out to be moderate to highly nonhomogeneous, and become progressively higher with the increase of water injection. The planar heterogeneity tends to be higher than the interstratal and intrastratal ones. The reservoir heterogeneity is believed to be controlled by reservoir architectures, and more complicated by diagenesis. The different heterogeneity tends to be caused by deficient injection and production patterns. The heterogeneity index based on the entropy's method may be important to characterizing the heterogeneity of the fluvial reservoirs and predicting the distribution of residual oil.

Key words: heterogeneity composite index; fluvial reservoirs; entropy's method; reservoir architecture