

# 影响砂体连通体积因素的定量评价

李少华<sup>1,2</sup>, 李 强<sup>2,3</sup>, 李 君<sup>1</sup>

(1. 长江大学非常规油气湖北省协同创新中心, 湖北 武汉 430100;

2. 长江大学地球科学学院, 湖北 武汉 430100;

3. 中海石油(中国)有限公司天津分公司勘探开发研究院, 天津 300452)

**摘要:**砂体连通体积的大小,特别是与井连通的砂体体积大小对于油气田的产量、井位的设计具有十分重要的意义。砂体连通体积的计算包含很多不确定性因素,常规的评价方法需要大量的计算。采用正交试验设计的方法对影响砂体连通体积的不确定性参数进行定量评价,能够极大地提高效率。以河流相储层为例,首先分析了影响砂体连通体积计算的 6 类不确定性因素,并依据油气田的实际情况,对各个因素设置了 3 种参数水平。采用正交试验的方法设计了 18 组模拟方案,分别进行模拟计算,并采用方差分析方法对模拟结果进行分析,对影响砂体连通体积的不确定性参数进行了定量评价。

**关键词:**砂体连通体积;正交试验设计;河流相;储层建模

**中图分类号:**TE121.3

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-1926(2014)05-0643-06

**引用格式:**Li Shaohua, Li Qiang, Li Jun. Quantitative evaluation of the factors controlling the sand body connected volumes[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(5): 643-648. [李少华, 李强, 李君. 影响砂体连通体积因素的定量评价[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(5): 643-648.]

## 0 引言

储层的砂体连通性是决定可形成圈闭大小和丰度的重要因素<sup>[1]</sup>,对于油气田的开发方式有很大的影响。而油气仅能从与井连通的储层砂体中采出,所以弄清与井连通的砂体体积显得非常重要<sup>[2]</sup>。在油气田开发时,只有很好地描述储层砂体的连通情况,并定量评价影响砂体连通体积的各种因素,才能提高钻井的成功率,使注采井网部署得更合理,提高油气田的采收率。

然而,如何正确地计算出储层的砂体连通体积,并定量评价影响储层的砂体连通体积因素是地质学家所面临的难题之一。国外学者在这方面做了较多工作<sup>[3-12]</sup>,国内也有部分学者进行了砂体连通性评价方面的研究<sup>[13-14]</sup>,但由于影响砂体连通体积的因素众多,常规的评价方法需要大量计算。实验设计的方法能够大幅提高计算效率<sup>[15-16]</sup>,正交试验设计

是科学设计多因素试验的一种方法<sup>[17]</sup>,该方法具有如下优点:①试验点代表性强,试验次数少;②使用数理统计的方法处理试验结果;③能够分清因素的主次。本文以河流相储层为例,选择了 6 类不确定性参数,采用正交试验设计的方法对影响河流相储层砂体连通体积的不确定性参数进行定量评价,大大提高了不确定性参数评价的效率,降低了开发中的风险。

## 1 正交试验设计方案

### 1.1 正交试验基本原理

试验设计是数理统计学领域的一个分支,它的基本思想和方法是英国统计学家费歇尔于 20 世纪 20 年代创立的。试验设计是以概率论、数理统计和线性代数等为理论基础,科学地设计试验方案,正确地分析试验结果,以较少的试验工作量和较低的成本获取足够、可靠的有用信息。

收稿日期:2013-07-09;修回日期:2014-01-27.

基金项目:国家自然科学基金(编号:41272136);国家科技重大专项(编号:2011ZX05011-001)联合资助。

作者简介:李少华(1972-),男,湖北武汉人,教授,博士,主要从事地质统计学、地质建模方面的研究与教学工作。E-mail:jpishli@sina.com.

例如对于 3 因素(变量)3 水平(变量取值区间)试验,可利用正交表  $L_9(3^4)$  安排,试验方案仅包含 9 个水平组合,就能反映试验方案包含 27 个水平组合的全面试验情况,找出最佳的生产条件。在试验安排中,每个因素在研究的范围内选几个水平,就好比在选优区内打上网格,如果网格上的每个点都做试验,就是全面试验。如上例中,3 个因素的选优区可以用一个立方体表示(图 1),3 个因素各取 3 个水平,把立方体划分成 27 个网格点。若 27 个网格点都试验,就是全面试验。3 因素 3 水平的全面试验水平组合数为  $3^3=27$ ,4 因素 3 水平的全面试验水平组合数为  $3^4=81$ ,5 因素 3 水平的全面试验水平组合数为  $3^5=243$ ,这在科学试验中由于时间、经费等原因可能是无法实现的。正交设计就是从选优区全面试验点(水平组合)中挑选出具有代表性的部分试验点来进行试验。

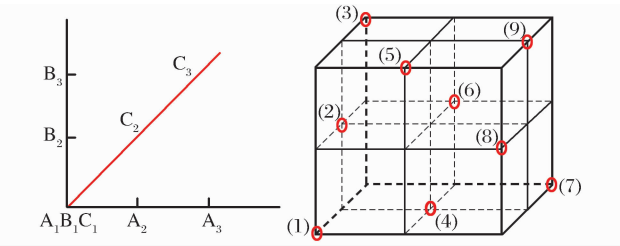


图 1 3 因素 3 水平试验的均衡分散立体图  
Fig. 1 Equilibrium dispersive stereogram  
of three factors with three levels

图 1 中标有试验号的 9 个点,就是利用正交表  $L_9(3^4)$  从 27 个试验点中挑选出来的 9 个试验点。即:  $A_1B_1C_1$ 、 $A_2B_1C_2$ 、 $A_3B_1C_3$ 、 $A_1B_2C_2$ 、 $A_2B_2C_3$ 、 $A_3B_2C_1$ 、 $A_1B_3C_3$ 、 $A_2B_3C_1$  和  $A_3B_3C_2$ 。上述选择,保证了 A 因素的每个水平与 B 因素、C 因素的各个水平在试验中各搭配一次。对于 A、B、C 这 3 个因素来说,是在 27 个全面试验中选择 9 个试验点仅是全面试验的 1/3。从图 1 中可以看出,9 个试验点在选优区中分布是均衡的,在立方体的每个平面上,都恰好是 3 个试验点,在立方体的每条线上也恰好有一个试验点。9 个试验点均衡地分布于整个立方体内,有很强的代表性,能够比较全面地反映选优区内的基本情况。

1.2 确定影响因素和水平<sup>[18]</sup>

根据本文实验的目的,以砂体连通体积为此次试验的指标。影响砂体连通体积的因素很多,不同研究人员选择的因素大同小异。Matthew 等<sup>[2]</sup>指出静态砂体连通性受砂体宽度、砂地比和井距的影

响;Collinson<sup>[11]</sup>指出静态砂体连通性受河道宽厚比与曲率的影响;Martinius 等<sup>[12]</sup>认为静态砂体连通性受河流偏离源头角度影响,而井距的疏密也影响着与井连通的砂体体积大小。综合分析前人研究成果,认为 NTG(砂地比)、河宽、宽厚比、曲率、河流偏离源头角度和井距对砂体连通体积的影响较大,因此,选择这 6 个因素进行试验。根据油气田的实际情况对各个因素确定了如下 3 个水平(表 1)。

表 1 因素水平  
Table 1 Factors with levels

水平	NTG	河宽 /m	宽厚比	曲率	河流偏离 源头角度	井距 /m
1	0.1	100	30 : 1	1.05	15°	250
2	0.3	500	60 : 1	1.57	30°	500
3	0.5	900	90 : 1	2.57	45°	1 000

1.3 正交表设计

正交表的选择是正交试验设计的首要问题。正交表选择原则是在能够安排试验因素和交互作用的前提下,尽可能选用较小的正交表,以减少试验次数。正交表选择依据:①正交表的列数  $c \geq$  因素所占列数 + 交互作用所占列数 + 空列;②正交表的总自由度  $(a-1) \geq$  因素自由度 + 交互作用自由度 + 误差自由度。

本文试验有 6 个 3 水平因素,且不考虑因素间的交互作用,依据以上原则,试验次数应该大于等于 12,同时又必须符合正交表的正交性,因此,试验的次数应该为 18 次,故宜选用  $L_{18}(3^7)$ 。将 NTG、河宽、宽厚比、曲率、河流偏离源头角度和井距依次安排在一、二、三、四、五、六列上,第七列为空列,用来计算试验误差,所设计实验方案如表 2 所示(最后一列试验结果为计算的砂体连通体积大小)。

2 模拟计算

应用 Petrel 建模软件,采用基于目标的河道模拟方法<sup>[19]</sup>来建立砂体模型。研究区网格划分平面网格大小为 10m×10m,东西方向各 100 个网格;垂向上网格大小为 0.5m,共 200 个网格,模型共有 200 万个网格。由于主要目的是评价河道砂体的连通性,因此沉积相只考虑背景泥岩和河道 2 种微相。按照前文设计的实验方案进行 18 轮模拟计算,共建立了 18 个相模型。以试验 7 为例进行说明,图 2 为试验 7 所得模拟结果,其中黄色表示河道相,绿色表示泥岩背景相。

运用 Petrel 软件的 Connected Volumes 模块, 计算了 18 次试验河道砂体与井连通的体积(表 1 中最后一列, 单位为网格数)。18 轮试验的连通体积模型如图 3 所示, 不同颜色砂体相互之间不连通, 但它们都是与井相连通的。

表 2 实验方案							
Table 2 Experimental program							
试验 编号	NTG	河宽 /m	宽厚比	曲率	偏离 角/°	井距 /m	空 列
试验 1	0.1	100	30 : 1	1.05	15	250	187 323
试验 2	0.1	500	60 : 1	1.57	30	500	206 583
试验 3	0.1	900	90 : 1	2.57	45	1 000	264 184
试验 4	0.3	100	30 : 1	1.57	30	1 000	594 785
试验 5	0.3	500	60 : 1	2.57	45	250	622 326
试验 6	0.3	900	90 : 1	1.05	15	500	646 793
试验 7	0.5	100	60 : 1	1.05	45	500	999 304
试验 8	0.5	500	90 : 1	1.57	15	1 000	963 376
试验 9	0.5	900	30 : 1	2.57	30	250	1 146 758
试验 10	0.1	100	90 : 1	2.57	30	500	177 090
试验 11	0.1	500	30 : 1	1.05	45	1 000	105 933
试验 12	0.1	900	60 : 1	1.57	15	250	318 034
试验 13	0.3	100	60 : 1	2.57	15	1 000	600 752
试验 14	0.3	500	90 : 1	1.05	30	250	633 264
试验 15	0.3	900	30 : 1	1.57	45	500	665 265
试验 16	0.5	100	90 : 1	1.57	45	250	999 550
试验 17	0.5	500	30 : 1	2.57	15	500	1 012 730
试验 18	0.5	900	60 : 1	1.05	30	1 000	1 029 199

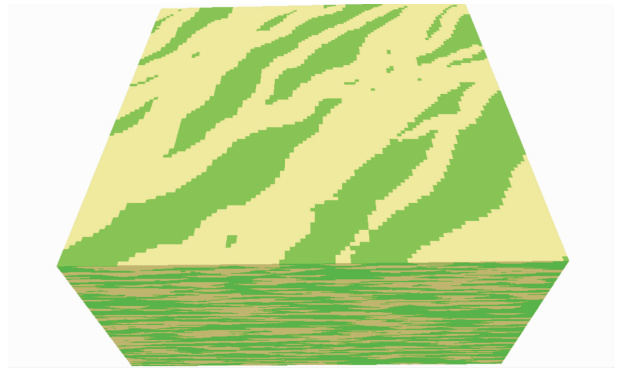


图 2 河流相模型  
Fig.2 Fluvial facies model

### 3 影响因素的定量评价

利用方差分析对影响因素的重要程度(显著性) 进行定量评价, 计算得出方差分析表(表 3)。

由表 3 可知 NTG、河宽对砂体连通体积的影响特别显著; 井距对砂体连通体积的影响显著; 曲率对

砂体连通体积有影响但不显著; 而宽厚比与河流偏离源头角度无影响。根据 F 比大小发现, 影响河流相储层砂体连通体积因素的重要性依次为: NTG、河宽、井距、曲率、河流偏离源头角度和宽厚比。

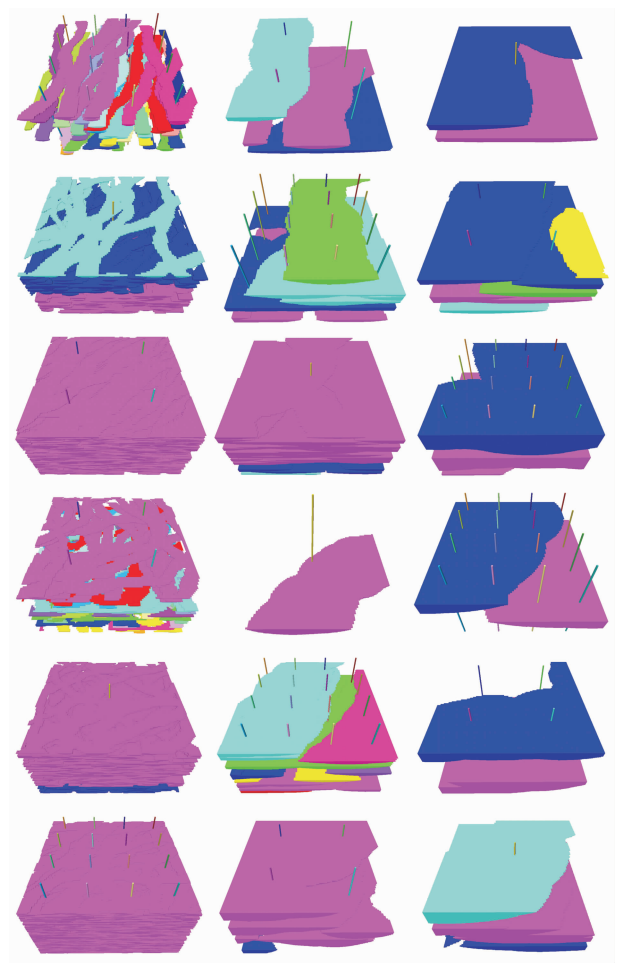


图 3 18 次试验的与井连通河道砂体体积模型  
Fig.3 Well connected fluvial sand body volumes models of 18 experiments

### 4 给定 NTG 试验

NTG 对砂体连通体积的影响特别显著, 偏差平方和明显大于其他因素, 是评价砂体连通体积首先要确定的参数。而对于某个具体油气田而言, NTG 是一个确定的数。下面考虑在 NTG 取不同定值(0.1、0.3 和 0.5)的情况下, 其他 5 个因素对河流相砂体连通体积的影响。方差分析结果见表 4, Case1、Case2、Case3 分别对应 NTG 为 0.1、0.3、0.5。

当 NTG=0.1 时, 河宽对砂体连通体积影响高度显著; 井距对砂体连通体积影响显著; 曲率对砂体连通体积影响较显著; 宽厚比对砂体连通体积有影响但不显著。影响河流相储层砂体连通体积因素的重要性依次为河宽、井距、曲率、宽厚比和偏离角。

当 NTG=0.3 时,河宽对砂体连通体积影响较显著。井距和偏离角对砂体连通体积有影响但不显著。影响河流相储层砂体连通体积因素的重要性依次为河宽、井距、偏离角、曲率和宽厚比。

当 NTG=0.5 时,宽厚比和曲率对砂体连通体积有影响但不显著。影响河流相储层砂体连通体积因素的重要性依次为宽厚比、曲率、河宽、偏离角和井距。

当 NTG 增大时,河宽对砂体连通体积的影响

逐渐减小,从高度显著向无影响变化;宽厚比对砂体连通体积的影响先减小后增大,从有影响但不显著向无影响再向有影响但不显著变化。曲率对砂体连通体积的影响先减小后增大,从较显著向无影响再向有影响但不显著变化。偏离角对砂体连通体积的影响先增大后减小,从无影响向有影响但不显著再向无影响变化。井距对砂体连通体积的影响逐渐减小,从显著向有影响但不显著再向无影响变化。

表 3 方差分析  
Table 3 Analysis of variance

因素	偏差平方和	自由度	F 比	F <sub>0.25</sub>	F <sub>0.10</sub>	F <sub>0.05</sub>	F <sub>0.01</sub>	显著性
NTG	1 994 493 563 454	2	1174.57	1.85	3.78	5.79	13.3	* *
河宽	29 915 035 608	2	17.617	1.85	3.78	5.79	13.3	* *
宽厚比	738 198 615	2	0.435	1.85	3.78	5.79	13.3	
曲率	4 242 177 517	2	2.498	1.85	3.78	5.79	13.3	[ * ]
偏离角	1 437 909 825	2	0.847	1.85	3.78	5.79	13.3	
井距	10 220 912 448	2	6.019	1.85	3.78	5.79	13.3	*

注:采用 F 检验定量评价各因素的显著性程度,其中:“\* \*”表示该因素高度显著;“\*”表示该因素显著;“(\*)”表示该因素较显著; “[\*]”表示该因素有影响但不显著;“无标记”表示该因素无影响。(下同)

表 4 NTG 固定情况下的方差分析  
Table 4 A given NTG value of the analysis of variance

因素	偏差平方和			F 比			显著性		
	Case1	Case2	Case3	Case1	Case2	Case3	Case1	Case2	Case3
河宽	92 495 876 542	37 268 738 262	43 400 667 810	14.09	3.682	1.624	* *	(*)	
宽厚比	19 126 506 695	4 773 507 510	70 383 746 373	2.914	0.472	2.634	[ * ]		[ * ]
曲率	22 937 019 659	12 889 157 280	54 937 185 315	3.494	1.273	2.056	(*)		[ * ]
偏离角	378 954 945	23 204 313 990	41 010 104 769	0.058	2.292	1.535		[ * ]	
井距	5 873 7107 955	23 812 489 759	20 989 051 123	8.948	2.352	0.785	*	[ * ]	

5 给定井距试验

开发阶段的不同,生产井距也不同。随着油气田开发程度的加深,井网逐渐加密,井距逐渐减小。对某个开发阶段而言,井距基本不变,下面考虑在井距取不同定值的情况下,其他 5 个因素对河流相砂体连通体积的影响。井距设置 3 个水平,分别考虑井距为 1 000m、500m 和 250m(分别代表着油气田开发早期、中期和后期阶段)。对给定井距情况进行方差分析得出结果,如表 5 中 Case1、Case2、Case3 分别对应井距为 1 000m、500m、250m。

当井距为 1000m 时,NTG 对砂体连通体积影响高度显著;河宽对砂体连通体积影响较显著;曲率对砂体连通体积有影响但不显著。影响河流相储层砂体连通体积因素的重要性依次为 NTG、河宽、曲

率、宽厚比和偏离角。

当井距为 500m 时,NTG 对砂体连通体积影响高度显著;河宽对砂体连通体积影响显著;曲率和偏离角对砂体连通体积有影响但不显著。影响河流相储层砂体连通体积因素的重要性依次为 NTG、河宽、曲率、偏离角和宽厚比。

当井距为 250m 时,NTG 对砂体连通体积影响高度显著;河宽对砂体连通体积影响显著。影响河流相储层砂体连通体积因素的重要性依次为 NTG、河宽、宽厚比、曲率和偏离角。

随着油气田开发程度的加深,井网逐渐加密时,NTG 对砂体连通体积影响先减小后增大,但始终是高度显著的。河宽对砂体连通体积影响先增大后减小,从较显著向显著变化。曲率对砂体连通体积影响先增大后减小,从有影响但不显著到无影响变化。

表 5 井距固定情况下的方差分析  
Table 5 A given well spacing value of the analysis of variance

因素	偏差平方和			F 比			显著性		
	Case1	Case2	Case3	Case1	Case2	Case3	Case1	Case2	Case3
NTG	2 062 570 258 893	2 120 207 738 983	1 924 677 856 824	581.3	660.54	646.09	* *	* *	* *
河宽	11 909 686 162	28 095 376 067	14 386 133 747	3.357	8.753	4.829	(*)	*	*
宽厚比	4 548 527 093	1 948 176 658	3 633 527 968	1.282	0.607	1.220			
曲率	7 298 948 067	7 751 599 381	1 063 547 287	2.057	2.415	0.357	[*]	[*]	
偏离角	3 477 002 591	6 250 841 921	343 025 925	0.980	1.947	0.115		[*]	
误差	12 418 754 059	11 234 351 167	10 426 455 917						

偏离角对砂体连通体积影响先增大后减小,从无影响到有影响但不显著再到无影响变化。

6 结论

(1)在优选影响河流相储层砂体连通体积的 6 个参数的基础上,利用正交试验设计的方法,对影响砂体连通体积的因素进行定量评价,极大地提高了评价的效率。

(2)通过方差分析,确定了影响河流相储层砂体连通体积因素的重要性依次为净毛比(NTG)、河宽、井距和曲率,宽厚比和河流偏离源头角度与砂体连通体积没有显著相关性。

(3)评价了在给定 NTG 的条件下影响河流相储层砂体连通体积各个因素的重要性。在 NTG 值为 0.1 的情况下,河道宽度对砂体连通体积影响最大;在 NTG 值为 0.3 的情况下,河宽对砂体连通体积影响较显著;在 NTG 值为 0.5 的情况下,河道基本上呈垂向叠加和侧向拼接的接触方式,各个因素对砂体连通体积的影响都不显著。

(4)评价了在给定井距的条件下影响河流相储层砂体连通体积各个因素的重要性。在不同井距条件下(井距为 1 000m、500m 和 250m),都需要特别关注 NTG 与河宽这 2 个参数的准确评价,由于钻井获取的只是河道厚度信息,因而不论哪个阶段都应该特别注意砂体宽厚比的研究。在油气田开发的早期和中期阶段(井距为 1 000m 和 500m),河流的曲率对于砂体连通体积有一定影响,但不显著,到了后期(井距为 250m)就没有影响了。

(5)试验设计方法不仅能够用于河流相砂体连通体积的评价,对于其他类型储层的砂体连通体积、油气储量等参数的定量评价也有广泛的应用前景。

参考文献(References):

[1] Hu Zongquan. Application of sand connectivity evaluation in

prediction of subtle traps[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003,24(2):167-170. [胡宗全. 砂体连通性评价在隐蔽圈闭预测中的应用[J]. 新疆石油地质,2003,24(2):167-170. ]

[2] Pranter M J,Sommer N K. Static connectivity of fluvial sand-stones in a lower coastal-plain setting: An example from the upper Cretaceous lower Williams Fork Formation, Piceance Basin, Colorado[J]. AAPG Bulletin,2011,95(6):899-923.

[3] Pringle J K,Westerman A R,Clark J D,*et al.* 3-D high-resolution digital models of outcrop analog study sites to constrain reservoir model uncertainty: An example from Alport Castles, Derby shire[J]. Petroleum Geoscience,2004,10(4):343-352.

[4] King P R. The connectivity and conductivity of over-lapping sand bodies[M]//North Sea Oil and Gas Reservoirs II. London:Graham and Trotman,1990:353-362.

[5] Hovadik J M,Larue D K. Static characterizations of reservoirs: Refining the concepts of connectivity and continuity [J]. Petroleum Geoscience,2007,13(3):195-211.

[6] Allen J R L. Studies in fluvialite sedimentation: An exploratory quantitative model for the architecture of avulsion-controlled alluvial sites[J]. Sedimentary Geology,1978,21:129-147.

[7] Donselaar M E,Overeem I. Connectivity of fluvial point-bar deposits: An example from the Miocene Huesca fluvial fan, Ebro Basin, Spain[J]. AAPG Bulletin,2008,92:1109-1129.

[8] Cole R D,Cumella S P. Sand-body architecture in the lower Williams Fork Formation (Upper Cretaceous), Coal Canyon, Colorado, with comparison to the Piceance Basin subsurface, Cretaceous sand body geometries in the Piceance Basin area of northwest Colorado[J]. The Mountain Geologist, 2005, 42: 85-107.

[9] Panjaitan H. Sand-body Dimensions in Outcrop and Subsurface, Lower Williams Fork Formation, Piceance Basin, Colorado[D]. Golden, Colorado: Colorado School of Mines, 2006: 1-170.

[10] Ellison A I. Numerical Modeling of Heterogeneity within a Fluvial Point-bar Deposit Using Outcrop and LIDAR Data: Williams Fork Formation, Piceance Basin, Colorado[D]. Boulder, Colorado: University of Colorado, 2004: 1-225 .

[11] Collinson J D. Vertical sequence and sand body shape in allu-

- vial sequences[C]//Miall A D. Fluvial Sed-imentology. Canada Society of Petroleum Geologists Memoir 5. Calgary:Canada Society of Petroleum Geologists,1978;577-586.
- [12] Martinius A W, Naess A. Uncertainty analysis of fluvial outcrop data for stochastic reservoir modeling[J]. Petroleum Geoscience, 2005, 11(3): 203-214.
- [13] Feng Guoqing, Zhang Liehui, Li Yun. Simulation of reservoir spatial connectivity[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(11): 97-99. [冯国庆, 张烈辉, 李允. 储层空间连通性模拟[J]. 天然气工业, 2004, 24(11): 97-99.]
- [14] Liu Chuangqi, Lü Dingyou, Hou Dongmei. Study of connectivity of sand bodies in oilfield A, Bohai area[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2008, 47(3): 251-255. [刘传奇, 吕丁友, 侯冬梅. 渤海 A 油田砂体连通性研究[J]. 石油物探, 2008, 47(3): 251-255.]
- [15] Liu Zhisen, Jiang Houshun. Application of experimental design in gas well completion string selection[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(4): 780-783. [刘志森, 江厚顺. 实验设计方法在气井完井管柱选择中的应用[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 780-783.]
- [16] Zhang Feng, Li Zhiping, Dong Ping, *et al.* Method research of the decision on development indexes[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(3): 464-468. [张枫, 李治平, 董萍, 等. 最优开发指标确定方法及其在某低渗气藏的应用[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(3): 464-468.]
- [17] Xu Zhong'an, Wang Tianbao, Li Changying, *et al.* Brief introduction to the orthogonal test design[J]. Tech Information Development & Economy, 2002, 12(5): 148-150. [徐仲安, 王天保, 李常英, 等. 正交试验设计法简介[J]. 科技情报开发与经济, 2002, 12(5): 148-150.]
- [18] Li Qiang. Quantitative Evaluation of the Factors Controlling the Sand Body Connected Volumes[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2012. [李强. 影响砂体连通体积因素的定量评价[D]. 荆州: 长江大学, 2012.]
- [19] Yin Yanshu, Wu Shenghe. The progress of reservoir stochastic modeling[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(2): 210-216. [尹艳树, 吴胜和. 储层随机建模研究进展[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(2): 210-216.]

## Quantitative Evaluation of the Factors Controlling the Sand Body Connected Volumes

LI Shao-hua<sup>1,2</sup>, LI Qiang<sup>2,3</sup>, LI Jun<sup>1</sup>

(1. Hubei Cooperative Innovation Center of Unconventional Oil and Gas, Yangtze University, Wuhan 430100, China;

2. School of Geoscience, Yangtze University, Wuhan 430100, China;

3. Institute of Exploration and Development, Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300452, China)

**Abstract:** Sand body connected volumes, especially the sand body volumes connected to wells is important for the production of oil fields and the design of development programs. With the wide applications of the stochastic reservoir modeling techniques, the evaluation of uncertainty in reservoir characterization has great significance. However, due to many uncertainties, the conventional evaluation method requires large CPU time. In this paper, using the method designed by orthogonal experiment to quantitatively evaluate the uncertain parameters of the fluvial reservoir, it greatly improves the efficiency and accuracy of the uncertain parameters. After careful study of the literature and analyses of various parameters controlling the sand body connected volumes, and according to most of the oil fields, we have established different levels of the parameters. Using orthogonal experiment to design 18 trials of 3 levels with 6 factors, Petrel model software was used to simulate and analyze the test results.

**Key words:** Sand body connected volumes; Orthogonal experimental design method; Fluvial facies; Reservoir modeling