

# 利用相控模型进行井间参数预测

桂峰<sup>1</sup> 黄智辉<sup>1</sup> 马正<sup>2</sup>

(1. 中国地质大学地球物理系, 北京 100083; 2. 中国地质大学资源学院, 武汉 430074)

**摘要:** 储层物性参数在空间的展布, 一直是储层非均质性研究的难点. 利用分形和蒙特卡洛方法, 在精细的沉积微相及小层对比研究基础之上, 预测了井间的岩石相分布, 并根据取心井资料, 建立了各种岩石相的渗透率相控模型, 从而预测出井间渗透率的分布. 该方法以地质特征为基础, 将地质资料与数学方法相结合, 充分体现了渗透率在井间既具有连续性, 同时变化又非常剧烈的特点, 为储层物性空间预测提供了新的思路.

**关键词:** 渗透率; 分形; 蒙特卡洛预测; 岩石相; 相控模型.

中图分类号: P618.130.2<sup>+</sup>.1; P618<sup>+</sup>.1

文献标识码: A

文章编号: 1000-2383(2001)01-0049-05

**作者简介:** 桂峰, 女, 1972年生, 1999年毕业于中国地质大学(北京), 获博士学位, 主要从事石油勘探开发软件的研究开发.

储层在井间的非均质性研究一直是油藏描述的难点. 储层物性参数, 尤其是渗透率在井间的分布直接影响到剩余油的分布和下一步挖潜工作的实施. 现在, 越来越多的学者认识到储层沉积特征对物性参数分布的控制作用. 以此为出发点建立相控模型, 预测储层物性的空间展布不但具有坚实的地质基础, 而且能充分反映储层在三维空间的变化.

本文在吉林大老爷府油田高台子油层的储层非均质性研究当中, 提出了一套利用分形和蒙特卡洛方法, 应用岩石相建立相控模型, 从而预测井间渗透率的方法. 岩石相是成因单元中最小的岩石单元, 它是由一定的岩石特征限定的岩石单位. 它是描述沉积岩沉积环境的一项基本内容. 岩石相的划分一般也可与能量单元相对应. 不同的岩石相组合代表了不同的沉积环境, 因此岩石相是比微相更精确的单元, 它的变化大, 以此建立相控模型将更具有说服力.

## 1 研究思路及步骤

利用相控模型进行井间渗透率预测的研究思路如图1所示. 由图可以看出, 预测的基础是沉积微相和小层对比研究. 通过沉积微相的研究, 划分出研究区的岩石相类型, 从而利用测井资料预测出各单井的

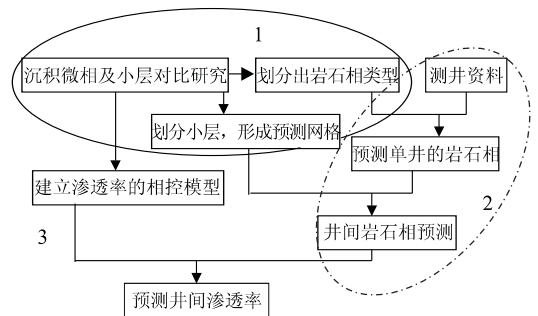


图1 井间渗透率预测的研究思路

Fig. 1 Flow chart of permeability prediction between wells

岩石相类型. 同时, 按照沉积旋回划分出小层, 并进行全区对比闭合, 可以得到研究层段的等时网格. 将各小层按一定比例进行劈分, 形成预测的等时网格, 然后利用蒙特卡洛和分形等方法预测出井间的岩石相分布. 由取心井的岩心样品, 按照不通的岩石相类型进行统计, 得出各种岩石相的渗透率分布模型——相控模型, 由相控模型和预测出的井间岩石相分布, 就可以预测井间的渗透率分布. 预测井间渗透率的具体步骤如图1.

## 2 分形和蒙特卡洛方法简介

### 2.1 分形的基本原理及分维的计算

分形几何学用来描述事物自相似结构的概念是

分数维. 地层由不同级别的沉积旋回组成, 构成了一个多层次的自相似嵌套结构, 而测井资料是对地层物理量的测量, 这些物理量直接反映了地层的沉积特征, 因此, 测井资料同样具有自相似性.

计算测井曲线分维的方法<sup>[1,2]</sup>有多种, 常用的一种称为关联维, 其计算方法如下.

首先用时间序列建立相空间. 适当地选取某种测井的数据序列  $x(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , 设一个维数  $m$ , 形成  $m$  维的“嵌入空间”. 其方法是将  $x_1, x_2, \dots, x_m$  作为  $m$  维空间的一个矢量  $\mathbf{x}_0$ ; 然后滑动一步, 把  $x_2, x_3, \dots, x_{m+1}$  作为第二个矢量  $\mathbf{x}_1$ , 依此类推, 得到一大批  $m$  维矢量  $\mathbf{x}_k (k=0, 1, 2, \dots, N-1)$ :

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_0 &= (x_1, x_2, \dots, x_m), \\ \mathbf{x}_1 &= (x_2, x_3, \dots, x_{m+1}), \\ &\dots \end{aligned}$$

$$\mathbf{x}_{N-1} = (x_N, x_{N+1}, \dots, x_{N+m-1}).$$

式中:  $n=N+m-1$ . 这样就把时间序列的一维空间展现到了  $m$  维的相空间上. 然后计算  $m$  维相空间中  $x_i$  到其余  $N-1$  个点之间的距离

$$r_{ij} = |x_i - x_j|, \quad (i, j=0, 1, 2, \dots, N-1; i \neq j). \quad (1)$$

再给定一个数  $\epsilon$ , 检查有多少点对之间的距离  $r_{ij}$  小于  $\epsilon$ , 这些点对在一切点对集中所占的比例为  $C(\epsilon)$ .

$$C(\epsilon) = \frac{1}{N^2} \sum_{\substack{i,j=0 \\ (i \neq j)}}^{N-1} \delta(\epsilon - r_{ij}), \quad (2)$$

$$\text{式中: } \delta(x) = \begin{cases} 0 & (x \leq 0), \\ 1 & (x > 0). \end{cases} \quad (3)$$

在  $\epsilon$  的某一范围内有

$$C(\epsilon) \propto \epsilon^D. \quad (4)$$

在  $m$  选得足够大的情况下,  $D$  值大小与尺度变换无关, 显示系统本身的自相似性, 即为所要求的关联维.

将式(4)两边取对数,

$$\ln C(\epsilon) = D \cdot \ln \epsilon + A. \quad (5)$$

在  $\ln C(\epsilon) - \ln \epsilon$  图上,  $D$  为直线段斜率,  $A$  为直线段的截距.

整井段某种测井数据的单一分维值不能用来表征地层在纵向上的变化. 因此, 采用多重分形法计算各井逐点的分维值. 具体做法如下: 设某种测井曲线在整个井段采集了  $p$  个数据,  $p$  个数据构成的数据序列为  $\mathbf{Z}(z_1, z_2, z_3, \dots, z_i, \dots, z_p)$ , 在计算中, 取窗长为  $L$ , 步长为  $step$ , 则截取前  $L$  个数据构成的数据序列为  $\mathbf{Z}_1(z_1, z_2, \dots, z_L)$ , 向后移动  $step$  个数据构成另一个数据序列为  $\mathbf{Z}_2(z_2, z_3, \dots, z_{L+1})$ , 以固定的

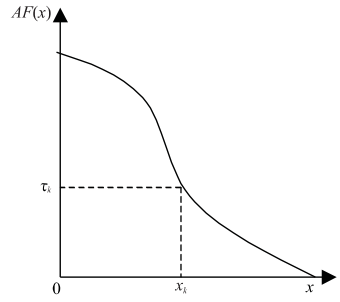


图 2 大于分布函数  $AF(x)$  示意

Fig. 2 Sketch map of function  $AF(x)$

间隔  $step$  逐渐提高变位, 于是得到多个数据序列:

$$\begin{aligned} \mathbf{Z}_1(z_1, z_2, \dots, z_L), \\ \mathbf{Z}_2(z_2, z_3, \dots, z_{L+1}), \\ \dots \\ \mathbf{Z}_{p-L+1}(z_{p-L+2}, z_{p-L+3}, \dots, z_p). \end{aligned}$$

计算出每个数据序列的分维值  $D$ , 让每个  $D$  值分别与对应的数据序列的中点对应起来, 则此测井曲线在整个井段内的分维值即与深度对应起来.

## 2.2 蒙特卡洛法原理简介

蒙特卡洛模拟法<sup>[3,4]</sup>是利用不同分布的随机变量的抽样序列, 模拟给定问题的概率统计模型, 给出问题的渐近估计值的方法.

蒙特卡洛模拟法的原理如下:

随机变量  $X$  的分布函数的定义为:

$$F(x) = P(X < x). \quad (6)$$

随机变量  $X$  的“大于分布函数” $AF(x)$  的定义是

$$AF(x) = P(X \geq x) = 1 - F(x). \quad (7)$$

$AF(x)$  的图形如图 2 所示.

蒙特卡洛模拟的基本原理为: 利用大于分布函数  $AF(i)$ , 首先生成  $[0, 1]$  区间均匀分布的随机数  $\tau_k$ , 该随机数经  $AF(i)$  映射可得到一个物性参数  $x_k$ , 多次重复这一过程可以获得一批模拟值  $x_1, x_2, \dots, x_n$  ( $n$  为模拟次数), 以其平均值作为模拟计算的结果.  $AF(x)$  一般都是由工区实际数据获得的, 比较接近真实情况.

## 3 沉积微相及小层对比研究

由于在进行井间岩石相和渗透率的预测时, 两口井的地层必须是等时的才具有可比性, 所以在进行流动单元的研究之前必须先进行详细的沉积微相研究及小层对比.

大老爷府油田青山口组一段(高台子油层)经岩心观察并结合电测曲线分析,认为以三角洲前缘和前三角洲沉积为主,其沉积背景为湖泊沉积。青一段地层的岩性总体粒级较细,砂岩以粉砂岩,泥质粉砂岩为主。粉砂岩类占青一段厚度的 23.6%,泥岩类占 42%,过渡岩类占 34.4%。

经过对 3 口取心井岩心的观察描述,根据岩性、沉积构造、颜色等特征共定出了 20 种岩石相。但由于整个储层岩性都较细,以粉砂岩为主,在测井曲线上不可能区分出 20 种岩石相的特征,所以根据岩性将岩石相合并为 4 种,即:泥岩相、粉砂质泥岩相、泥质粉砂岩相、粉砂岩相。

不同沉积相类型的地层小层划分对比方法不同,依据不同。大老爷府油田属三角洲沉积体系,对比方法主要以 1:200 的综合测井曲线为主,即以曲线特征相似的电性标志层为划分对比的主要依据,并参考沉积环境分析所提供的依据。基本思路是在地层层序及演化分析的基础上,以“选择标准井—选择标准层—骨架剖面—井间对比—剖面闭合—散点闭合”的方法进行。首先确定青一段的顶底界,再确定砂层组的界限,最后划分出小层。若地层中存在断层,就会在测井曲线上反映出地层缺失(正断层)或地层重复(逆断层),对比时应选取相邻的几口井进行对比,定出断点以及缺失或重复的地层厚度。大老爷府断层不发育,部分地区有同生正断层,而在所选研究区块内没有断层发育。

经过精细的地层对比,共将高台子油层分为 4 个砂层组,11 个小层,并对区内 500 口井进行了闭合对比。在进行井间预测时,将各小层进行劈分,即可得到预测网格,而且各网格点在横向上是等时的,具有可比性。

## 4 井间岩石相预测

利用相控模型预测井间渗透率分布,首先必须预测出井间各网格点的岩石相类型,而后才可以建立相控模型,预测井间渗透率。

不同的岩性或岩石相成因不同,后期又遭受不同的成岩作用,其结构明显不同,在分维  $D$  上有明显差别。为更好地识别岩石相,引入参数  $B$ ,定义为  $\ln C(\epsilon) = -2$  时,方程(5)所对应的  $\ln c$  值<sup>[1]</sup>,即:

$$B = [\ln C(\epsilon) - A] / D = (-2 - A) / D. \quad (8)$$

根据 3 口取心井的岩石相,用多重分形法计算

出各井逐点的分维  $D$  及  $B$  值,统计各岩石相段的  $D$  和  $B$  值的分布。由表 1 可以看出,各种岩石相的  $D$  值在 2~2.5 之间, $B$  值在 1~1.5 之间,由于各种岩石相性质差别不是很大, $D$  和  $B$  值的差别不是很明显,但还是有不同的分布,而且泥岩的  $D$  值最大,粉细砂岩的  $D$  值最小,这是因为粉砂岩远比泥岩纯净得多,其相似结构的复杂程度也较低。

表 1 不同岩石相的  $D$  和  $B$  值

Table 1  $D$  and  $B$  values of different lithofacies

岩石相	$D$	$B$
泥岩相	2.223 7	1.208 3
泥质粉砂岩相	2.176 6	1.271 1
粉砂质泥岩相	2.164 1	1.162 6
粉细砂岩相	2.031 0	1.441 6

Hewett<sup>[5]</sup>指出:分形标度率是横向方差图的一种特殊形式,并且可以通过分析纵向测井数据找出横向方向标度率的分形维数;因此,当我们难以收集到横向的数据时,一种合理的办法是假定从纵向测井资料算出的分维值也适用于区域分布。

因此,在预测井间岩石相分布时,先将两口井经对比为同时期的地层按小层剖分成网格,计算出两口井的  $D$  和  $B$  值后,分别作出其大于分布函数。利用蒙特卡洛模拟法,根据同一时间的井点值模拟井间中点值的  $D$  和  $B$  值,然后以井点值和中点值求出两个子区间的中点值,依此类推,直到子区间的长度小于某一阈值。预测出井间的  $D$  和  $B$  值后,与表 1 中的  $D$  和  $B$  值进行对比(可以利用聚类或灰色数学等方法)就可得到井间的岩石相分布。图 3 是 3—3 井和 1—3 井之间的岩石相分布剖面。

## 5 预测井间渗透率

### 5.1 建立相控模型

预测井间渗透率的基础是建立相控模型。相控模型的原始数据来自 3 口取心井的实测数据。统计渗透率在各种岩石相的分布,得出渗透率在各种岩石相上的大于分布函数,即为渗透率的相控模型(图 4)。由图 4 可以看出,各种岩石相的渗透率分布是很不同的。

### 5.2 计算单井的渗透率

以取心井实验室实测渗透率为准,建立渗透率与测井曲线的解释模型。用此模型,根据各井经斜井

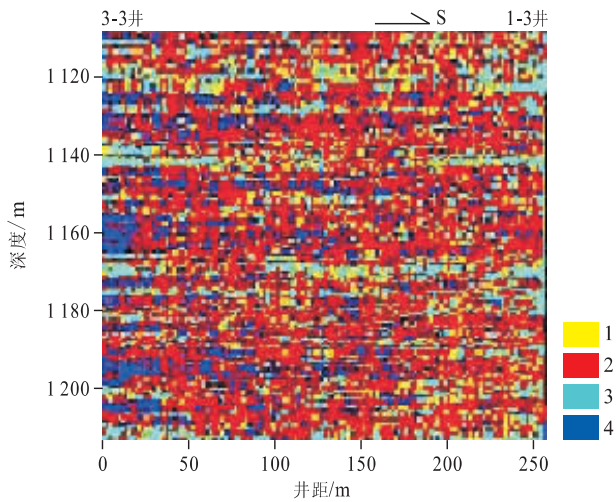


图 3 3-3 井和 1-3 井岩石相剖面

Fig. 3 Lithofacies profile between well 3-3 and well 1-3

1. 泥岩; 2. 粉砂质泥岩; 3. 泥质粉砂岩; 4. 粉细砂岩

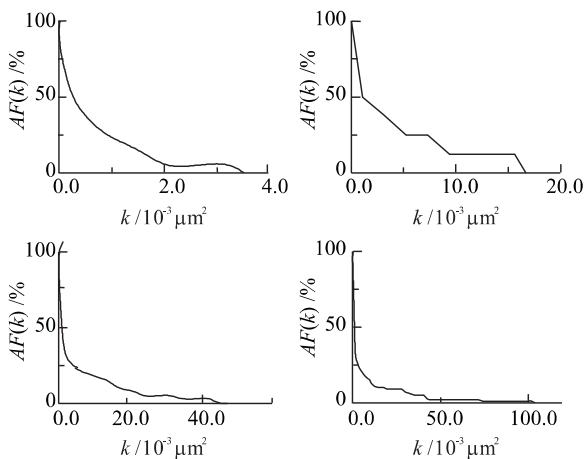
图 4 渗透率  $k$  的相控模型

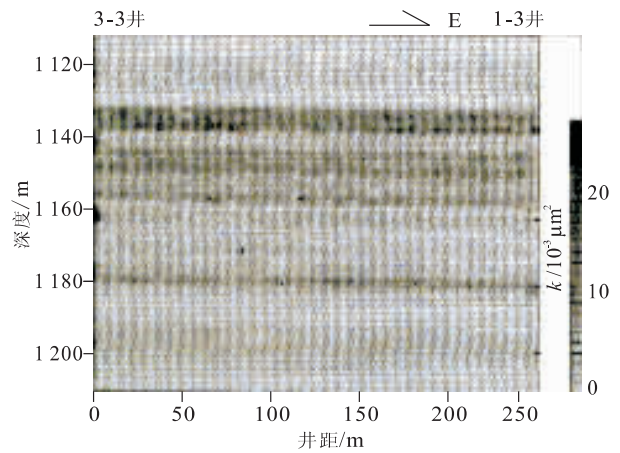
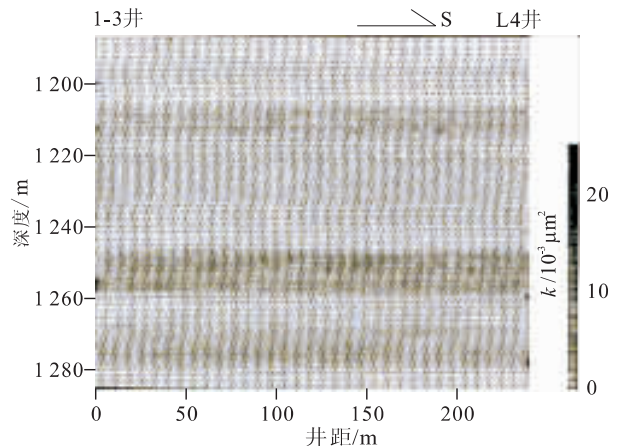
Fig. 4 The model controlled by lithofacies for permeability prediction

校正及预处理后的测井值, 解释出每口井逐点的渗透率值, 作为井间渗透率预测的基础数据。

### 5.3 井间插值

根据井间各网格点的岩石相类型, 分别调用不同的相控模型进行蒙特卡洛插值, 就可得到井间各点的渗透率值。在插值时, 用两个井点的渗透率来控制插值的区间。图 5 和图 6 分别是 3-3 井和 1-3 井之间及 1-3 井和 L4 井之间的渗透率剖面。

3-3 井和 L4 井同属于 1-3 注采井组。3-3 井位于 1-3 井的西面, 井下垂直距离为 258.6 m, L4 井位于 1-3 井的南面, 井下垂直井距为 248.5 m。1-3 井在 1997 年底注同位素水, 3-3 井于 18 d

图 5 3-3 井和 1-3 井之间的渗透率( $k$ )剖面Fig. 5 Permeability ( $k$ ) profile between well 3-3 and well 1-3图 6 1-3 井和 L4 井之间的渗透率( $k$ )剖面Fig. 6 Permeability ( $k$ ) profile between well 1-3 and well L4

首先见效, L4 井则在 3 mon 后见到同位素。3-3 井和 L4 井距 1-3 井的距离相差不多, 但见效时间却相差甚远。由图 5 和图 6 可以看出, 3-3 井和 1-3 井之间在中上部位, 相当于高台子油层一砂组下部、二砂组中上部, 有两个连通性较好、渗透率值较高的条带存在, 渗透率最高值在  $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  左右, 对流体的运移较为有利; 而 L4 井与 1-3 井之间, 渗透率普遍较 1-3 井与 3-3 井之间低, 最高值  $18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 仅在中下部位相当于三砂组 7, 8 小层的位置有一个较好的连通条带, 造成流体在井间运移速度较慢。

综上所述, 利用相控模型能够较好地预测出井间的渗透率剖面, 从而可以充分了解井间的非均质性, 为制定注采方案和进行二次开发决策提供最直

接的地质依据。

#### 5.4 讨论

随机模拟是近年来比较流行的储层地质建模方法。这是因为地质变量(如渗透率)的空间变化除具有受控于沉积地质规律的结构性,又具有很强的随机性,影响该变量变化的因素也非常复杂。随机模拟法在保持样品点的数值及变量的统计特征不变的基础上进行随机内插,更能比较客观地反映储层的变化规律。常见的随机模拟方法有指示克里格插值法、退火模拟法、序贯高斯模拟法、顺序指示法、马尔柯夫一贝叶斯指示模拟法等。

本文提出的相控模型方法是在沉积模型控制下利用蒙特卡洛方法进行随机插值的方法,以沉积微相及小层对比为基础,使随机插值有了对比依据,从而使井间预测建立在坚实的地质研究之上,弥补了其他随机模拟方法模拟结果的多解性和不确定性。而且,该方法的实现较为简单,而以上提到的各种随机模拟方法需要对多个变量进行调试,工作量巨大。但是,指示模拟法等随机模拟方法可以预测出一些局部的极值,对预测储层和隔夹层分布非常有效,所以将相控模型和随机模拟方法结合起来对于储层建模将更为有效。

## 6 结论

(1)应用分形和蒙特卡洛方法建立相控模型,预测渗透率的空间展布,具有坚实的地质基础和可信性。通过在大老爷府油田的应用,取得了较好的效果。

(2)利用测井曲线的分形特征,预测岩石相在井间的分布,是进行相控预测的关键所在。对沉积微相及小层对比的研究是预测的基础。

(3)通过该方法预测出井间的渗透率分布,为油田二次开发,进行调整挖潜提供了依据。

#### 参考文献:

- [1] 潘葆芝,薛林福. 分数维及其在测井地质解释中的应用[J]. 测井技术, 1992, 16(3): 214~221.
- [2] 陆敬安,李舟波. 测井曲线的自相似性研究[J]. 测井技术, 1996, 20(6): 422~427.
- [3] 陆明德,田时芸. 石油天然气数学地质[M]. 武汉:中国地质大学出版社, 1991. 12.
- [4] 蒋建平,康贤,邓礼正. 储层物性参数展布的相控模型[J]. 成都理工学院学报, 1995, 22(1): 12~17.
- [5] Hewett T A. Fractal distribution of reservoir heterogeneity and their influence on fluid transport [J]. SPE, 1986, 15386: 5~8.

## APPLICATION OF LITHOFACIES-CONTROLLED MODEL TO PREDICTION OF PHYSICAL PARAMETERS BETWEEN WELLS

Gui Feng<sup>1</sup> Huang Zhihui<sup>1</sup> Ma Zheng<sup>2</sup>

(1. Department of Geophysics, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

**Abstract:** The spatial distribution of the physical parameters in the reservoir has for a long time been a difficulty in the research into the reservoir heterogeneity. Both the fractal and Monto Carlo methods and the correlation between the fine sedimentary micro-facies and the sublayers are used to forecast the lithofacies distribution between wells. In addition, the core data are employed to establish the lithofacies-controlled models on the permeabilities for various kinds of lithofacies. Therefore, the permeabilities between wells can be forecasted. This method established on the geological features, combines the geological data with the mathematical methods, so as to fully reflect the continuity of the permeabilities between wells and the very violent changes in the permeabilities. In this sense, this method may serve as a new perspective for the spatial forecast of the physical parameters between wells.

**Key words:** permeability; fractal; Monto Carlo prediction; lithofacies; lithofacies-controlled model.