

文章编号: 1001-6112(1999)02-0161-05

用人工神经网络描述丘陵油田油层非均质性

谢丛姣 关振良

(中国地质大学石油系, 武汉 430074)

摘要:油层的非均质性归因于岩石特性的非均质和非线性空间分布,而孔隙度和渗透率是非均质性的集中表现。近年来,人工神经网络(ANN)技术在油藏描述中的应用十分广泛,使用ANN技术为试井选择合适的油藏模型则更具实用性。本文提出了表征油藏非均质性的一种人工神经网络途径,介绍了用ANN技术建立较为可靠的孔隙度、渗透率解释模型,并对丘陵油田三间房组油层非均质性进行了研究。

关键词: 非均质性; 人工神经网络; 孔隙度; 渗透率

中图分类号: TE19 **文献标识码:** A

油层非均质是绝对的、无条件的、无限的,而均质只是相对的、有条件的、有限的^[1]。搞清楚油层的非均质程度将减少留在地下不能采出的烃类已成为共识。研究表明,储集层的所有性质都是非均质的,如岩性、砂泥岩厚度、孔隙度、渗透率、孔隙结构、岩石表面的润湿性、流体性质等。储油气岩石的孔隙度、渗透率的非均质性是本文研究的焦点。

用常规的线性回归方法得出孔隙度解释模型并对非取心井进行预测,这一方法已经能达到较高的精度,而描述非均质油层的渗透率及其空间分布还没有一个直接解法,迄今为止还没有一种能直接反映渗透率的测井方法,更没有一个普遍适用于直接表达测井参数与渗透率之间关系的计算模型,现有的图版、公式都是地区性的,而渗透率又是影响流体流动最直接的因素,其变异程度也最大,其他参数(如孔隙度)的变异程度相对较小,且可以通过与渗透率建立相应关系来求得和表征^[2]。因此,本文提出用非线性的方式建立孔隙度、渗透率解释模型,并对整个油藏进行预测,以此为基础研究小层规模的中位非均质性。

1 方法及原理

人工神经网络与人脑处理信息的原理基本相同,它是一个物理单元系统,能够获取、储存和利用经验知识。人工神经网络(BP模型)最大的特点是不

用算法处理,只需通过经验学习对情况作出响应,给网络提供充足的实例,以使其能够学习,不断调整其阈值和各神经元之间的连接权,以“隐式”的表达方法,建立各变量间的复杂关系。人工神经网络的功能是由它的基本构成单元(即神经元或网络节点)的输入输出特性以及神经元之间的连接方式确定的。这种BP模型为3层前馈网络模式,即输入层(A)、隐层(B)和输出层(C)。输入层的节点是作为自变量的各种地质变量,其节点数视具体问题而定。如孔隙度的输入节点数为3,渗透率的输入节点数为4,输出层节点是作为因变量的地质变量,可以为1,也可以根据需要多节点输出,即同时输出2个或多个参数(如同时输出孔隙度和渗透率)。输入层与输出层间的关系存在于各种神经元之间的连接权中,建模过程也就是网络的学习过程,通过对训练样本的学习,不断调整神经元之间的连接权值,把输入模式中的非线性关系“隐藏”到神经网络内部,分布到连接权中。

模型采用的学习算法是误差逆传播法,首先将训练集送入输出层,逐层计算神经元的激活值,在输出层计算出实际输出值与期望输出值之间的输出误差,然后从输出层开始,将误差反馈到前一层并应用梯度下降法计算出各层间连接权的变化值,从而确定合适的连接权值以便让网络的整体误差不断变小,通过不断学习,直至网络的整体误差达到规定的足够小(如 10^{-3})为止,至此学习结束,由各层神经

元之间的连接权以及隐层和输出层神经元的阈值组成的数组就是建立好的油层参数解释模型。

2 孔隙度及渗透率解释模型

2.1 孔隙度解释模型

该模型的数据来源于丘陵油田 40 对实测样品的孔隙度值和相应的测井响应值,从大量分析样品中,选取物源方向上的分布均匀且同时测出孔隙度、渗透率的井点作为训练样本,输入参数选取最能反映孔隙度的三孔系列测井,即声波时差(AC)、密度(DEN)、中子(CNL),网络设置为 $3 \times 10 \times 1$ 的结构,即输入层节点数为 3、隐层节点数为 10、输出层节点数为 1。运行参数中学习率为 0.6、冲量 0.35、训练误差 10^{-3} 。通过 2218187 次左右的学习后,网络收敛,学习结束,即可进入预测阶段。孔隙度的神经网络模型为:

| | A-B 层连接权 | | | B-C 层连接权 | | |
|--------|-----------|----------|----------|----------|---------|----------|
| 1 | 1.3952 | 1.7612 | -2.5810 | | | 2.4601 |
| 2 | -111.9854 | 6.5313 | 8.7063 | | | 6.8442 |
| 3 | 12.5162 | -8.9240 | 7.1135 | | | 9.4416 |
| 4 | -6.8349 | 5.8060 | -5.6591 | | | 4.1024 |
| 5 | -0.2556 | 12.5721 | -12.3245 | | | -4.0159 |
| 6 | 6.7374 | 4.6353 | 3.7801 | | | -10.0954 |
| 7 | 0.8615 | 0.8603 | -0.8318 | | | -0.0327 |
| 8 | -0.4156 | -0.7111 | -2.4110 | | | 1.0608 |
| 9 | 22.4599 | -17.5931 | 25.9696 | | | -17.7037 |
| 10 | 0.3217 | 0.9874 | -1.8744 | | | 1.6358 |
| B 层阈值: | -1.8731 | -8.4286 | -8.8534 | 2.8452 | 0.3138 | |
| | -17.398 | -4.1283 | -1.8898 | -24.212 | -1.3869 | |
| C 层阈值: | -1.2549 | | | | | |

2.2 渗透率解释模型

从实测孔隙度、渗透率一一对应的样品中选取

38 对,以实测孔隙度(Φ)、自然伽马(GR)、深侧向电阻率(RLLM)以及声波时差(AC)与密度(DEN)的比值(AC/DEN)这 4 个参数作为输入层,隐层节点数仍为 10,输出层节点数为 1,即单输出渗透率,网络结构为 $4 \times 10 \times 1$ 。在参数的选取上,首先考虑用回归方法得出的结论即渗透率与孔隙度具较好的相关性,其次是考虑自然伽马能较好地反映泥质含量,电阻率又对含油性极为敏感,值得说明的是 AC/DEN 这一新参数,它反映裂缝对渗透性的影响。前人研究成果表明,丘陵油田三间房组裂缝较为发育,有裂缝的井在测井曲线、岩心上均有显示,因此引入这一参数就比较全面地反映影响渗透性的所有信息,使得输出结果更接近于实际地层的渗透性。而且单一的 AC 或者 DEN 参数由于井径扩径、缩径会影响使用效果,其比值 AC/DEN 就消除这一影响,在建模过程中,通过反复试算考虑 AC/DEN 参数(输入层节点为 4)和不考虑 AC/DEN 这一参数(输入层节点为 3)这两种情形,结果发现使用新参数后不仅学习次数少,收敛快,而且精度有明显提高(图 1)。这说明该地区引入 AC/DEN 这一参数计算渗透率是成功的。程序运行参数设置除输入层点为 4,样本数为 38 外以,其它参数与孔隙度模型参数设置相同,通过 2927558 次学习,网络收敛,学习结束。渗透率模型的结构与孔隙度的神经网络模型类似。

2.3 模型精度分析

选取 L26 井系统取心的 15 对孔渗样品作可靠性精度分析,把用多元统计的回归模型和人工神经网络模型与实测样品的孔隙度、渗透率值进行了比较,结果见表 1。

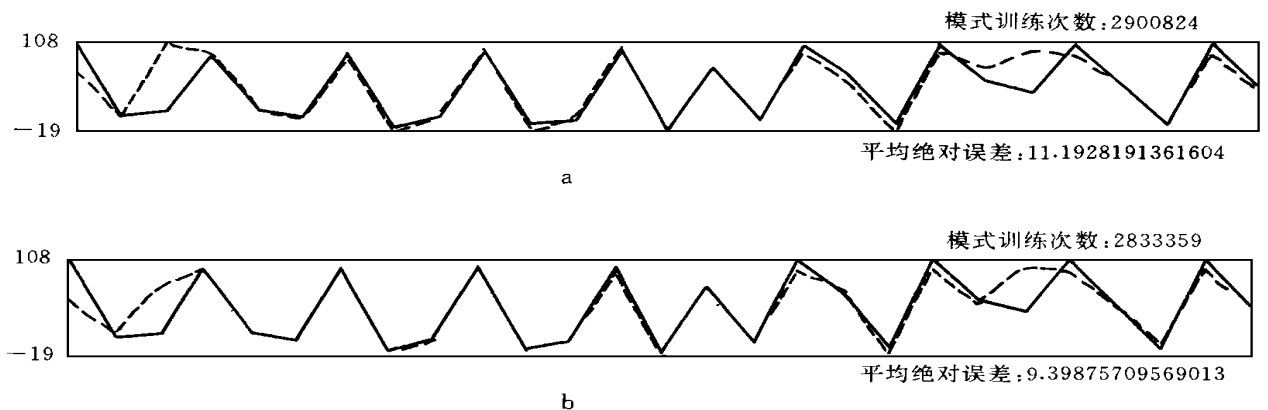


图 1 渗透率人工神经网络模型的学习过程

a. 输入层节点为 3; b. 输入层节点为 4
实际的为实线; 神经预测的为虚线

Fig. 1 The studying procedure of artificial neural networks of permeability

表 1 实测与预测孔隙度、渗透率误差分析表

Table 1 Practical and predicted error analysis for porosity and permeability

| 序号 | $\Phi_{实}$ (%) | $\Phi_{回}$ (%) | $\Phi_{神}$ (%) | $\Delta\Phi_{回}$ (%) | $\Delta\Phi_{神}$ (%) | $K_{实}$ ($10^{-3} \mu m^2$) | $K_{回}$ ($10^{-3} \mu m^2$) | $K_{神}$ ($10^{-3} \mu m^2$) | $\Delta K_{回}$ ($10^{-3} \mu m^2$) | $\Delta K_{神}$ ($10^{-3} \mu m^2$) |
|----|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|---|---|
| 1 | 14.64 | 14.61 | 12.28 | 0.03 | 2.36 | 19.0 | 11.21 | 19.05 | 7.79 | 0.05 |
| 2 | 12.29 | 10.56 | 12.62 | 1.73 | 0.03 | 18.0 | 1.57 | 17.78 | 16.43 | 0.21 |
| 3 | 12.73 | 12.72 | 13.31 | 0.46 | 0.58 | 20.0 | 3.59 | 20.13 | 16.41 | 0.13 |
| 4 | 10.82 | 8.49 | 10.86 | 2.33 | 0.04 | 1.10 | 0.57 | 1.48 | 0.53 | 0.38 |
| 5 | 11.02 | 12.72 | 13.24 | 1.70 | 2.22 | 5.10 | 4.48 | 4.87 | 0.62 | 0.23 |
| 6 | 11.63 | 15.90 | 12.79 | 4.27 | 1.16 | 1.30 | 1.31 | 1.20 | 0.01 | 0.10 |
| 7 | 10.89 | 15.90 | 11.06 | 5.01 | 0.17 | 1.90 | 1.31 | 0.83 | 0.59 | 1.07 |
| 8 | 12.50 | 12.10 | 12.54 | 0.40 | 0.04 | 3.50 | 3.31 | 3.00 | 0.19 | 0.50 |
| 9 | 13.01 | 15.50 | 12.49 | 2.49 | 0.07 | 19.0 | 17.34 | 18.73 | 1.66 | 0.27 |
| 10 | 15.32 | 12.70 | 12.91 | 2.62 | 2.41 | 58.0 | 4.47 | 57.74 | 53.53 | 0.26 |
| 11 | 14.65 | 14.70 | 15.15 | 0.05 | 0.50 | 8.90 | 11.85 | 9.50 | 2.95 | 0.60 |
| 12 | 14.34 | 13.10 | 14.27 | 1.24 | 0.07 | 13.0 | 5.26 | 13.45 | 7.74 | 0.45 |
| 13 | 10.60 | 15.30 | 13.47 | 4.70 | 2.87 | 1.30 | 15.7 | 2.68 | 14.4 | 1.38 |
| 14 | 15.33 | 22.50 | 15.29 | 7.17 | 0.04 | 15.0 | 51.8 | 15.16 | 36.8 | 0.16 |
| 15 | 14.08 | 14.09 | 12.95 | 0.01 | 1.13 | 20.0 | 8.73 | 19.89 | 11.27 | 0.11 |

表中 $\Phi_{实}$ 为实测岩心孔隙度(%)， $\Phi_{回}$ 为用回归方程得出的孔隙度(%)， $\Phi_{神}$ 为神经网络模型计算的孔隙度(%)， $\Delta\Phi_{回}$ 为回归方程的绝对误差， $\Delta\Phi_{神}$ 为神经网络模型的绝对误差。 $K_{实}$ 为实测岩心渗透率($10^{-3} \mu m^2$)； $K_{回}$ 为用回归方程得出的渗透率($10^{-3} \mu m^2$)， $K_{神}$ 为神经网络模型计算的渗透率($10^{-3} \mu m^2$)； $\Delta K_{回}$ 为回归方程的绝对误差； $\Delta K_{神}$ 为神经网络模型的绝对误差。从表中可以看出，神经网络模型计算出的绝对误差要比回归分析的小得多(两个数

量级)。究其原因除数学方法本身的精度外，主要是神经网络在参数的选取上考虑了多种因素的复合效应，比较全面地反映该区低阻油层与高阻水层并存、泥质胶结严重、裂缝发育等复杂地质特点，因而解释符合程度较高。

为了进一步说明渗透率模型的精度，将 38 对数据的预测值与实际值进行了拟合(图 2)。从图 2 可以看出预测值与实际值拟合程度较高。图 3 为神经网络预测值与实际值的相关关系图，从相关图上可

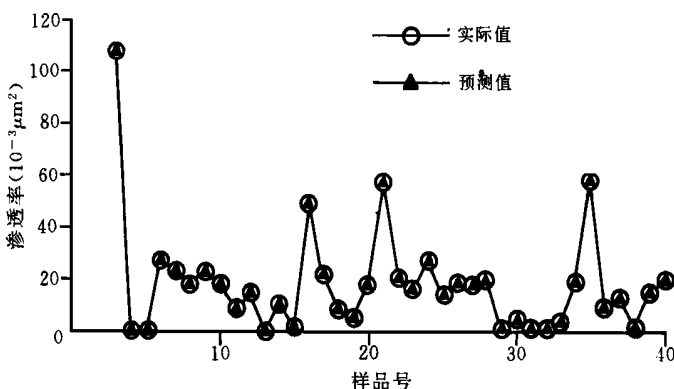


图 2 渗透率预测值与实际值拟合图

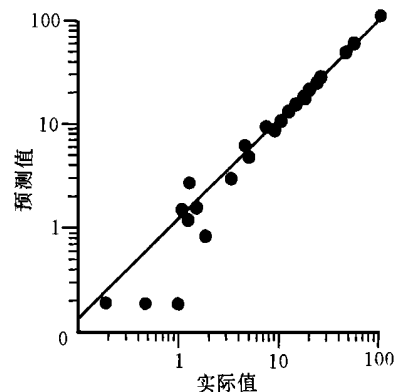


图 3 渗透率预测值与实际值相关关系图

以看出,预测值与实际值的交会点基本上都落在 45 线上,说明该模型精度较高。

3 中位非均质性研究

地质非均质性是根据基础物性划分出来的地质单元集来研究岩石地质物理性质参数的变化,以小层为单位研究地质非均质性简称中位非均质性^[3]。中位非均质性的研究成果可帮助解决下列开发问题:(1)对每口油井和注入井在剖面上定性划分出工作层和不工作层;(2)对油藏内不同产能体积所占比例作一估算;(3)大致搞清油藏实际和潜在的水侵途径;(4)对油水界面进行监测,搞清地下死油区位置;(5)评价油层的作用波及体积。由此可见,中位非均质性研究对于提高采收率等问题是极端重要的。

中位非均质性一般用两种形式来表示:一种是用小层物性参数的等值线图来表示其空间关系,这在用上述 ANN 解释模型得出全区孔隙度、渗透率后,用 Surfer 软件绘图很容易实现;另一种是用概率统计法来表示其各单元量之间的关系,即利用地球物理测井资料确定参数的平均值进行概率统计。本文介绍了用概率统计法定量研究丘陵油田油层非均质性。

3.1 孔隙度非均质性

小层孔隙度非均质研究是对全区小层孔隙度进行概率统计,以表示其分布特征,首先对 40 个小层孔隙度进行分组,取分组平均值和组众数,根据孔隙度 (< 0.2) 的分布情况,组间距取 0.01,众数为 0.135,这样,每组就可以计算出一个 ϵ_i ,根据计算出的 ϵ_i 与第 i 层的有效厚度进行组合,就可以计算出地质参数的特征值 β 和 β 。其中:

$$\begin{aligned} \epsilon_i &= (\Phi - 0.135) / 0.01 & a_1 &= \sum \frac{\Phi_{n_i}}{\sum n_i} = -2.05 \\ a_2 &= \sum \frac{\Phi^2_{n_i}}{\sum n_i} = 15.58 & a_3 &= \sum \frac{\Phi^3_{n_i}}{\sum n_i} = -100.58 \\ a_4 &= \sum \frac{\Phi^4_{n_i}}{\sum n_i} = 867.93 & M_2 &= a_2 - a_1^2 = 11.37 \\ M_3 &= a_3 - 3a_2a_1 + 2a_1^3 = 3.76 & M_4 &= a_4 - 4a_3a_1 + 6a_2a_1^2 - 3a_1^4 = 423.21 \\ \beta &= M_3 / (M_2)^{3/2} = 0.098 & \beta &= 0.00904 & \beta &= M_4 / M_2^2 = 3.27 \end{aligned}$$

式中: Φ 为按分布排列的孔隙度值(%) ; n_i 为孔隙度频率。

对于正态分布 $\beta = 0, \beta = 3$ 。小层孔隙度为正态分布。

3.2 渗透率非均质性

同样对 40 个小层渗透率进行分组,取分组平均值和组众数,根据渗透率 (< $0.11 \times 10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$) 的分布情况,组间距取 0.01,众数为 0.015,根据每组计算出的 ϵ_i 与第 i 层的有效厚度进行组合,渗透率地质参数的特征值 β 和 β 为:

$$\begin{aligned} \epsilon_i &= (K_i - 0.015) / 0.01 & a_1 &= \sum \frac{k_i n_i}{\sum n_i} = 1.29 \\ a_2 &= \sum \frac{k_i^2 n_i}{\sum n_i} = 7.88 & a_3 &= \sum \frac{k_i^3 n_i}{\sum n_i} = 47.24 \\ a_4 &= \sum \frac{k_i^4 n_i}{\sum n_i} = 333.22 & M_2 &= a_2 - a_1^2 = 6.21 \\ M_3 &= a_3 - 3a_2a_1 + 2a_1^3 = 162.81 & M_4 &= a_4 - 4a_3a_1 + 6a_2a_1^2 - 3a_1^4 = 162.81 \\ \beta &= M_3 / (M_2)^{3/2} = 1.2926 & \beta &= 1.6708 & \beta &= M_4 / M_2^2 = 4.2291 \end{aligned}$$

式中: k_i 为按分布排列的渗透率值 ($10^{-3} \text{ } \mu\text{m}^2$) ; n_i 为渗透率频率。

查诺谟图可知,小层渗透率为伽马分布。

3.3 孔隙度及渗透率中位非均质性定量特征

为了定量评价油层非均质性,利用以下特征值来表示:

$$\begin{aligned} \text{均方差 } \sigma &= \sqrt{\sum (X_i - X)^2 / (n - 1)} & \text{变异系数 } W &= \sigma / X \\ \text{绝对偏差 } \delta &= [\sum (X_i - X)] / n & \text{随机误差 } Q &= (Q_3 - Q_1) / 2 \\ \text{熵 } H [x_i] &= \sum P_i \log P_i \end{aligned}$$

式中: X_i 为第 i 小层的孔渗值; X 为小层孔渗的算术平均值; n 为样本个数; Q_1 为第一个或下四分点,即小于该值的累积频率为总频率的 1/4; Q_3 为第三个或上四分点,即小于该值的累积频率为总频率的 3/4; P_i 为 X_i 的概率值。

以上 5 个特征值体现了油层非均质性的不同方面,均方差和变异系数表示的是某一参数非均质性的强度特征,熵反映的是该参数按大小分布的整体非均质性。因此,熵是地质非均质性的直接量度,均方差和变异系数只是间接的,表示其强度特征。通过对该区 40 个小层孔隙度、渗透率特征值计算不难发现(见表 2),丘陵油田小层孔隙度为中等非均质性 ($H(X_i) = 0.8578$),小层渗透率非均质性严重 ($H(X_i) = 1.1381$)。

4 结论

通过研究可以得出如下几点认识:

(1) 本文提出的用人工神经网络模型计算的孔隙度、渗透率,其精度优于传统的线性方程计算出的孔隙度、渗透率,值得深入研究和应用。

表2 小层孔隙度、渗透率特征值分布表

Table 2 Distribution of characteristic value of porosity and permeability

| | 孔隙度 | 渗透率 |
|------|---------|----------|
| 均方差 | 0.02795 | 0.002645 |
| 变异系数 | 0.0019 | 0.00948 |
| 绝对偏差 | 6.82% | 2.31% |
| 随机误差 | 0.02705 | 0.0475 |
| 嫡 | 0.8578 | 1.1381 |

(2) 小层孔隙度分布为典型的正态分布,而渗透

率为伽马分布。

(3) 丘陵油田三间房组油层孔隙度为中等非均质性,渗透率非均质性严重。

(4) 渗透率解释模型如果对不同的岩石物理相分别建模预测渗透率,并以此为基础研究中位非均质性,其结论可能更为准确。

参 考 文 献

- 1 陈永生. 油田非均质对策论. 北京:石油工业出版社,1993,(1),5~8
- 2 裘亦楠. 储层地质模型. 石油学报,1991,(4),55~56
- 3 蔡尔范编著. 油田开发指标计算方法. 东营:石油大学出版社,1993,53~65

A METHODOLOGICAL APPROACH FOR RESERVOIR HETEROGENEITY CHARACTERIZATION OF QIULIN OIL FIELD USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS

XIE Congjiao CUAN Zhenliang

(China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

Abstract

Porosity and permeability are the best show of reservoir heterogeneity which is because of the heterogeneity and nonlinear spatical distribution of the rocks. In recent years, there is a wide application of ANN in reservoir description and more application can be found in using ANN to choose exact reservoir model for well test. This paper suggested an ANN way to describe reservoir heterogeneity and to build a rather reliable interpretation model of porosity and permeability. Also, by this way, a study was done to reservoir physical properties in Sanjianfang Formation, Qiulingoil field.

Key words: artificial neural networks; heterogeneity; porosity; permeability