

文章编号: 0253-9985(2007)01-0106-04

改进人工神经网络原理对储层渗透率的预测 ——以北部湾盆地涠西南凹陷为例

单敬福¹, 纪友亮¹, 柳成志²

(1. 同济大学 海洋学院, 上海 200092 2. 大庆石油学院, 黑龙江 大庆 613318)

摘要: 人工神经网络的计算方法是一种非线性处理系统, 是根据测井数据进行储层物性参数预测的方法。以往在利用遗传算法预测渗透率的时候, 因为只考虑了单一的数据点, 没有把临近层位的数据加入学习过程中来, 故影响了预测模型的精度和可信度。为弥补这一不足, 利用相邻多个层位的数据点进行学习, 进而建立储层渗透率的预测模型, 并在岩心分析化验数据和相关测井曲线数据归一化的基础上, 利用改进的开窗技术, 借助反馈的神经网络方法对地层的渗透率进行逐点计算。通过北部湾盆地涠西南凹陷的实例实践表明, 用该方法预测的渗透率与实测的渗透率的值符合较好。

关键词: 开窗技术; 渗透率预测; 人工神经网络; 涠西南凹陷; 北部湾盆地

中图分类号: TE112.2 **文献标识码:** A

Prediction of reservoir permeability with improved artificial neural network principle taking the Southwest Weizhou Depression in Beibuwan Basin as an example

Shan Jingfu¹, Ji Youliang¹, Liu Chengzhi

(1. Tongji University, Shanghai 200092, China;

2. Daqing Petroleum Institute, Daqing, Heilongjiang 613318, China)

Abstract Computational method of artificial neural network is a non-linear processing system, which predicts reservoir physical property with logging data. In previous calculation of permeability with genetic algorithm, only single data points were used and no data of the neighboring horizons were involved in the training, thus the accuracy and reliability of the prediction model were limited. In order to solve this problem, the data points of several neighboring horizons are used for training and a prediction model of reservoir permeability is built. Based on the normalization of core test data and relevant logging data, reservoir permeability is calculated point-by-point with the improved windowing technique and feedback neural network method. Its application to petroleum exploration in Southwest Weizhou depression of Beibuwan basin shows that the predicted and measured permeability coincides well.

Key words windowing technique; permeability prediction; artificial neural network; Southwest Weizhou Depression; Beibuwan Basin

人工神经网络是近几年来迅速发展的人工智能新技术, 在处理不确定性和非结构化的信息方面具有独特的优势, 在人工神经网络的实际应用中, 89%~90%是采用反向传播网络 (Back-Propagation Network, 简称 BP 网络) 或它的变化形式, 它

是前向网络的核心部分, 体现了人工神经网络的最精华的部分^[1]。而在本文研究过程中, 为了进一步提高神经网络原理在预测储层渗透率方面的可信度, 对该原理做了某些改进和优化, 在实际应用中取得了很好的效果。

收稿日期: 2005-12-12

第一作者简介: 单敬福 (1977—), 男, 博士研究生, 层序地层学与储层沉积学

1 对反向传播神经网络基本原理的优化和改进

人工神经网络采用的误差逆传算法, 即把网络输出的误差归纳为各连接权的过程, 通过把输出层的误差逐层向输入层逆向传播以分摊给各层单元, 从而获取各层单元的参考误差, 以便调整相应的连接权。如此反复, 直至网络输出与期望输出之间的误差减少到允许误差范围为止。这就实现了整个学习过程。学习完后, 连接权不变, 网络所描述的这个系统的模型被固定下来用于预测^[2-3]。由于岩心数据代表的仅是岩心大小的储层特性, 而且岩心多是不规则取样, 根据储层的非均质性, 取样间隔从几米到几十米不等, 而测井数据代表的是纵横向上较大岩块的测井响应的平均值, 如果不将测井曲线和岩心数据归一化, 势必影响预测结果的可靠性, 为此利用开窗技术^[4]对岩心数据和测井数据进行最佳匹配, 使神经网络输出值 $net_{\text{输出层}}$ 进一步优化, 从而使渗透率 K 的相对误差进一步缩小。

图 1 为典型的开窗技术图解, 即把测井曲线 (自然电位、微电极幅度差比值、R045/R025、声波时差比值) 先进行标准化处理, 得到 4 个参量, 与渗透率 K 对比, 模型中包括上一采样点和下一采样点的测井响应, 以此来表述岩心刻度的渗透率, 实际窗口大小可依据测井仪器的分辨率来确定, 并同时考虑到诸如发射器和接收器的距离等因素。将岩心数据归一化, 用 i 深度的测井响应来预测 $i-2$ $i-1$ i 与 $i+1$ $i+2$ 处的渗透率, 或上、下两个采样点的渗透率, 流程如图 2 所示, 则

$$K_{i-2}, K_{i-1}, K_i, K_{i+1}, K_{i+2} = f[(x_{i-2}^1, x_{i-2}^2, x_{i-2}^3, x_{i-2}^4), \beta] \quad (1)$$



图 1 改进的开窗技术

Fig. 1 Improved windowing technique

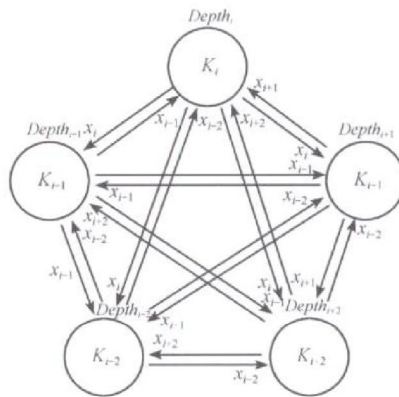


图 2 渗透率均值算法流程

Fig. 2 Flow chart of mean permeability algorithm

式中: x_i^j 为某测井曲线在深度 i 点的测井值, $j=1, 2, 3, 4$; β 为输出层节点的阈值, 与油藏深度和井位有关; 邻近点的测井响应的权重由参数矢量 β 元素自动调整。这样某一深度的渗透率将会被计算 5 次, 即有 5 个计算值, 取其平均值即为该深度的渗透率; 同时改进的开窗技术假定岩心数据的采样间隔是均匀的, 但岩心采样器的采样间隔通常要根据油藏的非均质性具体而定, 所以实际应用时还需考虑岩心取样间距, 即先计算当前采样点与邻近采样点的距离, 再将这些距离作为附加数据输入到模型中, 由此最后求得的渗透率:

$$net_{\text{输出层}} = \bar{K} = \{f[(x_{i-2}^1, x_{i-2}^2, x_{i-2}^3, x_{i-2}^4), \beta] + f[(x_{i-1}^1, x_{i-1}^2, x_{i-1}^3, x_{i-1}^4), \beta] + f[(x_i^1, x_i^2, x_i^3, x_i^4), \beta] + f[(x_{i+1}^1, x_{i+1}^2, x_{i+1}^3, x_{i+1}^4), \beta] + f[(x_{i+2}^1, x_{i+2}^2, x_{i+2}^3, x_{i+2}^4), \beta]\} / 5 \quad (2)$$

2 应用实例

利用该方法对北部湾盆地涠西南凹陷储层渗透率 K 进行了预测^[5-14]。涠西南凹陷紧邻北部湾盆地主要含油气区, 在其东部及东北部 10~32 km 的范围内已发现涠 11-4、涠 11-1、涠 10-3 及涠 6-1 油气田, 在其西南部约 12 km 处也揭示了涠 14-2 含油气构造。对该区的 3 口开发井 (涠 9-4-1、涠 10-10-1、涠 10-4-1) 进行了渗透率预测。

2.1 数据准备

由于学习样本的正确性和代表性直接影响解

释模型的推广能力,因此应比较慎重,可将不同因子分别与渗透率作回归分析,将异常点进行剔除。

微电极幅度差比值做标准化处理;自然电位取与解释层邻近的厚度大于等于 1 m 的泥岩连线作为基线。其取值步骤是:首先在涠洲组顶处量取大于等于 1 m 的泥岩处的自然电位基值(最小值),如该泥岩段缺失则参考相邻井同一时期所测的曲线值,取涠洲组二段大段稳定发育砂岩层为标准层。求取自然电位幅度差(泥岩基线处自然电位值-自然电位值)与该标准值的比值,将其作为反映自然电位的因子;声波时差的标准值读取同上,不同的是将声波时差值与标准值作比值,用于求取渗透率;R045/R025 值可直接利用。不同类型的测井曲线经这样处理后,除 R045/R025 值落在 1~2 的区间内外,其余各参数均落在 0~1 的区间范围内,可以消除不同测井信息数值的量级差别很大的影响,加速拟合公式的收敛。由岩心分析得到的渗透率值具有对数特征,故先取对数后再进行处理。由岩心分析得到的输入结点数有 4 个,包括自然电位、微电极幅度差比值、R045/R025 和声波时差比值,隐含层结点数为 6 输出层结点数为 1(渗透率)。在学习过程中采用变学习率和变冲量方式,以利于跳出局部极小,加速收敛过程。在回归之前,对学习样本进行了严格筛选,先用线性回归分析,剔除一部分特别异常的样本,然后用聚类方法从剩余样本中选出有代表性的作为学习样本,其分布范围与总样本分布基本一致。

2.2 储层渗透率预测

2.2.1 河流相河道砂体

相对误差 = 0.48

$$net_{\text{隐含层}1} = 1 / \{ 1 + \text{Exp} [(-1) (-9.348 6S_{sp} - 3.125 8S_{rr} + 8.254 8R_a + 16.236 5S_{ac} - 5.236 9)] \}$$

$$net_{\text{隐含层}2} = 1 / \{ 1 + \text{Exp} [(-1) (-1.236 5S_{sp} + 1.824 7S_{rr} + 4.356 9R_a - 0.236 5S_{ac} - 3.269 8)] \}$$

$$net_{\text{隐含层}3} = 1 / \{ 1 + \text{Exp} [(-1) (-9.263 5S_{sp} - 4.258 7S_{rr} + 5.369 8R_a - 8.254 3S_{ac} - 3.269 8)] \}$$

$$net_{\text{隐含层}4} = 1 / \{ 1 + \text{Exp} [(-1) (0.625 4S_{sp} -$$

$$5.268 7S_{rr} + 0.365 8R_a + 2.568 7S_{ac} - 2.368 7)] \}$$

$$net_{\text{隐含层}5} = 1 / \{ 1 + \text{Exp} [(-1) (1.365 4S_{sp} + 3.268 5S_{rr} - 0.086 5R_a + 3.254 1S_{ac} - 3.265 8)] \}$$

$$net_{\text{隐含层}6} = 1 / \{ 1 + \text{Exp} [(-1) (-7.365 2S_{sp} - 5.210 3S_{rr} + 4.236 5R_a - 5.236 1S_{ac} + 3.652 8)] \}$$

$$K = 10^{\left| \begin{array}{c} 9.362 5net_{\text{隐含层}1} - 4.231 4net_{\text{隐含层}2} + 9.326 57net_{\text{隐含层}3} - \\ 3.265 8net_{\text{隐含层}4} - 5.236 9net_{\text{隐含层}5} - 14.326 9net_{\text{隐含层}6} \\ 1.487 5 \end{array} \right|} \quad (3)$$

$$\bar{K}_{PI_3} = 10^{\left| \begin{array}{c} 9.536 2net_{\text{隐含层}1} - 4.326 5net_{\text{隐含层}2} + 11.325 6net_{\text{隐含层}3} - \\ 5.369 2net_{\text{隐含层}4} - 5.362 4net_{\text{隐含层}5} - 12.536 4net_{\text{隐含层}6} \\ 1.652 3 \end{array} \right|} \quad (4)$$

同理可预测出三角洲前缘席状砂、河口坝及水下分流河道砂体储层内部的渗透率均值。

2.2.2 三角洲前缘席状砂体

相对误差 = 0.47

$$\bar{K}_{PI_2} = 10^{\left| \begin{array}{c} -5.236 9net_{\text{隐含层}1} + 7.635 2net_{\text{隐含层}2} - 3.265 1net_{\text{隐含层}3} + \\ 7.524 1net_{\text{隐含层}4} + 6.321 5net_{\text{隐含层}5} - 5.326 1net_{\text{隐含层}6} \\ 1.623 4 \end{array} \right|} \quad (5)$$

2.2.3 三角洲前缘河口坝砂体

相对误差 = 0.46

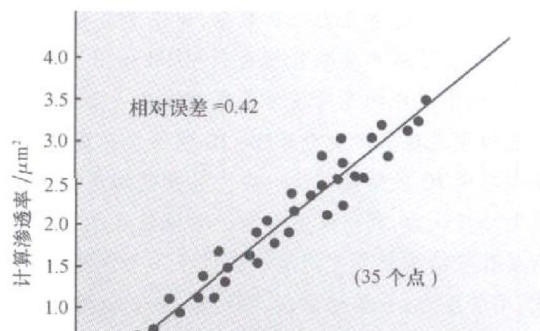
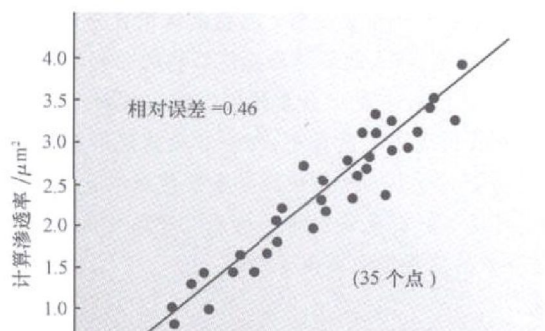
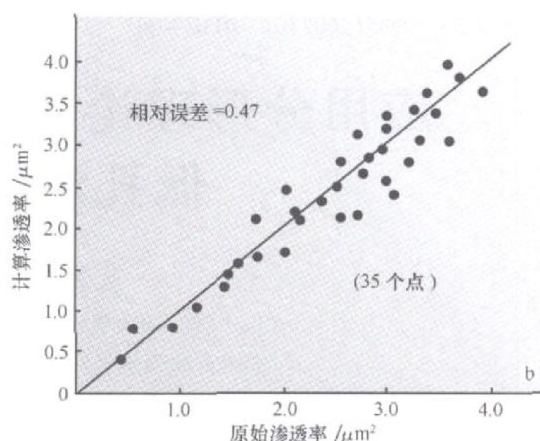
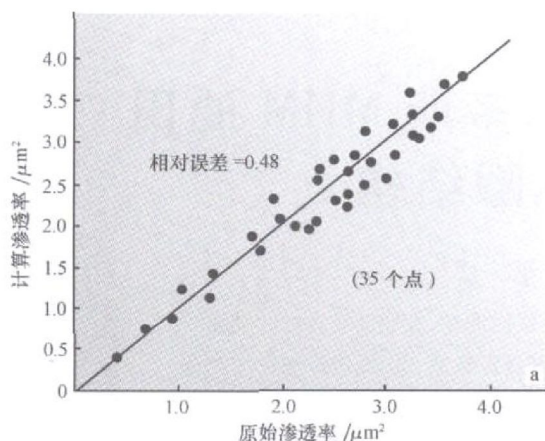
$$\bar{K}_{PI_1} = 10^{\left| \begin{array}{c} 1.426 8net_{\text{隐含层}1} + 3.954 8net_{\text{隐含层}2} - 6.236 5net_{\text{隐含层}3} - \\ 10.369 5net_{\text{隐含层}4} + 6.235 1net_{\text{隐含层}5} + 7.215 4net_{\text{隐含层}6} \\ 3.265 1 \end{array} \right|} \quad (6)$$

2.2.4 三角洲前缘水下分流河道砂体

相对误差 = 0.42

$$\bar{K}_{PI_4} = 10^{\left| \begin{array}{c} -8.256 1net_{\text{隐含层}1} + 14.254 2net_{\text{隐含层}2} - 10.365 3net_{\text{隐含层}3} + \\ 9.324 5net_{\text{隐含层}4} + 17.254 6net_{\text{隐含层}5} - 12.365 4net_{\text{隐含层}6} \\ 8.365 2 \end{array} \right|} \quad (7)$$

利用得出的公式反算取心井的渗透率值,其相对误差低于 50%。预测的结果与实测结果对比如图 3 所示。



不仅消除了单个层位数据异常值导致预测模型建立的风险,而且也大大提高了储层渗透率预测的精度和可信度。通过对北部湾盆地涠西南凹陷河流相河道砂体、三角洲前缘席状砂体、三角洲前缘河口坝砂体及三角洲前缘水下分流河道砂体储层内部的渗透率进行预测,实测结果与预测结果匹配得较好,相对误差低于 50%。

2) 本文利用神经网络学习和预测样本的变化范围比较大,在实际应用的过程中,由于石油地质的研究越来越精细化,可在微相研究的基础上再建立不同微相内的参数预测模型,这样可以大大提高预测的精度,减少相对误差。

3) 注意学习样本的选取要真实可靠,且具有广泛的代表性,以适应不同沉积环境,不同岩性地

- 4 王竹溪,王元成. 神经网络建模、识别与预测[M]. 北京: 科学出版社, 1996 12
- 5 丛爽. 面向 MATLAB 工具箱的神经网络理论与应用[M]. 北京: 中国科学技术大学出版社, 1998 11
- 6 刘青莲, 宋子齐. 改进的开窗技术在利用测井资料预测渗透率中的应用[J]. 断块油气田, 2004 11(5): 16~18
- 7 Bums B A. Fluvial responses in a sequence stratigraphic framework: example from the Montserrat Fan Delta, Spain[J]. Journal of Sedimentary Research, 1997, 67(2): 311~321
- 8 李红, 柳益群, 刘林玉. 鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长 8₁ 低渗透储层成岩作用[J]. 石油与天然气地质, 2006 27(2): 209~217
- 9 刘成林, 朱筱敏, 朱玉新, 等. 不同构造背景天然气储层成岩作用及孔隙演化特点[J]. 石油与天然气地质, 2005 26(6): 746~754

(下转第 115 页)

特征。

4) 不同层段孔隙结构的不同分形维数及同一层段大孔隙与小孔隙结构特征的差异, 进一步揭示了鄂尔多斯盆地 MHM 油田三叠系延长组和侏罗系延安组储层孔隙结构的复杂性以及建立双孔隙含水饱和度模型的必要性。

参 考 文 献

- 1 赵红格, 刘池洋, 王峰, 等. 鄂尔多斯盆地西缘构造分区及其特征 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(2): 176~178
- 2 郭忠铭. 陕甘宁盆地构造特征及油气勘探 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989
- 3 李红, 柳益群, 刘林玉. 鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长 8₁ 低渗透储层成岩作用 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(2): 211~216
- 4 张哨楠, 胡江奈, 沙文武, 等. 鄂尔多斯盆地南部镇泾地区延长组的沉积特征 [J]. 矿物岩石, 2003, 20(4): 25~30
- 5 张大伟, 陈发景, 程刚. 松辽盆地大情字井地区高台子油层储集层孔隙结构的微观特征 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(5): 669~673
- 6 李克文, 沈平平. 分形几何及其在石油工业中的应用 [J]. 石油勘探与开发, 1990, 17(5): 23~27
- 7 Dullien F A, Dhawan G K. Characterization of pore structure by a combination of quantitative photomicrography and Mercury porosimetry [J]. Journal of Colloid and Interface Science, 1974, 47(2): 337~342
- 8 Bale H D, Schmidt P W. Small angle X-ray scattering investigation of submicroscopic porosity with fractal properties [J]. Phys, 1984, 53(6), 596~598
- 9 谢正温, 谢渊, 王剑, 等. 鄂尔多斯盆地富县地区延长组主要油层组储层特征 [J]. 石油实验地质, 2005, 27(6): 579~580
- 10 罗蛰潭, 王允诚. 气储集层的孔隙结构 [M]. 北京: 科学出版社, 1986, 106~123
- 11 贺承祖, 华明琪. 油气藏物理化学 [M]. 成都: 电子科技大学出版社, 1995, 66~75
- 12 Mandelbrot B B. The fractal geometry of nature [M]. San Francisco: San Francisco Press, 1982, 23~24
- 13 Iovane G, Laserra E, Tortorello F S. Stochastic self-similar and fractal universe [J]. Chaos, Solitons & Fractals, 2004, 19(4): 415~426
- 14 Falconer K J. Fractal geometry: mathematical foundations and applications [M]. London: John Wiley and Sons Press, 1996, 171~174
- 15 李水根. 分形几何 [M]. 北京: 高等教育出版社, 2004, 121~133
- 16 王域辉, 廖淑华. 沉积岩孔隙空间的分形结构 [A]. 见: 李厚文, 编. 分形理论及应用 [C]. 合肥: 中国科技大学出版社, 1993, 327~336
- 17 贺承祖, 华明琪. 储层孔隙结构的分形几何描述 [J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(1): 15~23
- 18 Xu Y F, Dong P. Fractal approach to hydraulic properties in unsaturated porous media [J]. Chaos, Solitons & Fractals, 2004, 19(3): 327~337
- 19 李云省, 邓鸿斌, 吕国祥. 储层微观非均质性的分形特征研究 [J]. 天然气工业, 2002, 22(1): 37~40
- 20 Turcotte D. Fractals and Chaos in geology and geophysics [M]. London: Cambridge University Press, 1997, 50~56
- 21 Chen J D, Wilkinson D. Pore-scale viscous fingering in porous media [J]. Phys, 1985, 55(2): 1892~1896

(编辑 武新民)

(上接第 109 页)

- 8 谢增业, 李剑, 单秀琴, 等. 川东北罗家寨飞仙关组气藏成藏过程及聚集效率 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 765~770
- 9 梁生正, 任铁扣, 曾宪云, 等. 渤海湾盆地天然气勘探方向与目标 [J]. 石油实验地质, 2005, 27(6): 565~569
- 10 蔡立国, 饶丹, 潘文蕾, 等. 川东北地区普光气田成藏模式研究 [J]. 石油实验地质, 2005, 27(5): 462~467
- 11 Heam C L, Ebanks W J. Geological factors influencing reservoir performance of the Hartog Dra field Wyoming [J]. Petrol Tech, 1984, 36, 1335~1334
- 12 Ebanks W J. Flow unit concept integrated approach to reservoir description for engineering projects [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 551~552
- 13 Rodriguez Maraven S A. Facies modeling and the flow unit concept as a sedimentological tool in reservoir description [J]. Proceedings of the 1988 SPE 63rd Annual Technical conference and Exhibition, 1988, 465~472
- 14 Ti G M, Hatzignation D G. Use of flow units as a tool for reservoir description: a case study [J]. SPE, 1995, 10, 122~128

(编辑 武新民)