

文章编号: 1000-0747(2003)04-0105-03

应用人工神经网络方法确定岩石压缩系数

王安辉^{1,2}, 张英魁², 高景龙², 邵文勇²
阮宝涛², 朱明文³, 王海忠², 刘丙辉²

(1. 中国地质大学(北京); 2. 吉林油田分公司勘探开发研究院; 3. 吉林油田分公司试采公司)

摘要:应用吉林油区现有的实际岩石压缩系数资料对前人的经验公式进行验证的结果,总相对误差为504.25%~681.15%,由此发现这些经验公式对吉林油区并不适用。采用人工神经网络BP算法,以压力、孔隙度为输入层参数,以岩石压缩系数为输出层参数,分别预测了吉林油区两个地区油藏的岩石压缩系数,应用实际资料验证,相对误差仅为12.8%,表明用此方法预测岩石压缩系数的可靠性。图1表5参6
关键词:岩石压缩系数;相关公式;人工神经网络;BP算法

中图分类号: TE135 文献标识码: B

0 引言

岩石压缩系数是在恒温条件下每变化1MPa压力时的孔隙体积变化率,即

$$C_f = \frac{1}{V_p} \left[\frac{\partial V_p}{\partial p} \right] T \tag{1}$$

式中 C_f ——岩石压缩系数, MPa^{-1} ; V_p ——岩石孔隙体积, m^3 ; T ——恒温条件; p ——压力, MPa 。

岩石压缩系数是岩石类型、孔隙度、孔隙压力、上覆压力以及地层中不同方位应力等因素的复杂函数,尚未见对这一量值进行可靠校正方法的报道,而室内实验条件难以符合油田实际地下条件,所以确定 C_f 很困难。

1 前人的经验公式及验证

Hall 提出的 C_f 与单一变量(即孔隙度)的相关曲线图版(Hall 图版)用得最多。Newmen 测定了静水压力条件下胶结砂岩的等温压缩系数和孔隙度(ϕ),拟合实验数据,得到如下岩石压缩系数经验公式:

$$C_f = \frac{0.014\ 104}{(1 + 55.8721\phi)^{1.423\ 59}} \tag{2}$$

吉林油区目前仅乾安、大安、大安北、红岗、大老爷府、双坨子、伊通地区有覆压资料。本文将该油区分为I地区(有2口井4块岩样的覆压资料)和II地区(有5个油田22口井、41块岩样、287个测试点的覆压资料),用覆压资料对Hall图版、Newmen公式进行验证。

验证结果, I地区总相对误差, Hall图版的为504.25%, Newmen公式的为570.28%; II地区总相对误差, Hall图版的为678.16%, Newmen公式的为681.15%, 神经网络BP法的为11.45%。Hall图版的平均误差为5~7倍,而Newmen公式平均误差比Hall图版还要大些。例如,该区12号油田B层岩样,验证误差更大(见表1)。正如Earlougher^[1]所指出的,这一相关曲线已经知道是不正确的,在特定情况下可以相差一个数量级或更多。因此,相关公式使用方便,但对任一种应用目的而言,都会造成严重错误。

表1 II地区12号油田B层岩样压缩系数计算结果对比表

实际压缩系数 (MPa^{-1})	孔隙度 (ϕ)	压力 (MPa)	Hall 图版		Newmen 公式		BP 算法	
			计算(MPa^{-1})	相对误差(%)	计算(MPa^{-1})	相对误差(%)	计算(MPa^{-1})	相对误差(%)
0.011 90	0.117	6.3	0.000 658 993	1 705.78	0.000 791 759	1 402.98	0.009 600 8	23.948
0.009 21	0.114	9.34	0.000 666 496	1 281.85	0.000 817 519	1 026.58	0.007 655 2	20.310 38
0.007 32	0.111	12.3	0.000 674 287	985.59	0.000 844 739	766.54	0.005 817 7	25.822 92
0.005 86	0.109	15.27	0.000 679 651	762.21	0.000 863 755	578.43	0.004 518 7	29.683 32
0.004 82	0.107	18.23	0.000 685 158	603.49	0.000 883 512	445.55	0.003 695 3	30.435 96
0.003 76	0.106	21.2	0.000 687 968	446.54	0.000 893 68	320.73	0.003 199 6	17.514 69
0.002 94	0.105	24.16	0.000 690 816	325.58	0.000 904 05	225.20	0.002 890 2	17.230 64
...

2 原始地层压力与上覆压力关系

原始地层压力主要有两个来源:一是上覆岩层质量造成的岩石骨架压力;二是地层孔隙空间内地层水质量造成的水柱压力。分析覆压资料发现,岩石压缩系数不仅与孔隙度有关,而且与上覆压力关系很密切。为了引入原始地层压力变量,有两点假设:①地层是孤立的砂岩透镜体,处于与外界无任何联系的封闭圈内,这种情况下岩石压力的作用才是永久的;②地层孔隙内不存在地层水,即水柱造成的压力为0。在这两个假设条件下,原始地层压力约等于上覆压力。

本文将I地区划分一个层(A层);II地区划分4个层(B、C、D、E层),利用人工神经网络技术的BP算法^[2-4],以吉林油区实际上覆压力、孔隙度为输入层,以岩石压缩系数为输出层(见表2),预测没有覆压资料的11个油田的岩石压缩系数。

表2 BP算法计算吉林油区岩石压缩系数参数表

参数	I地区		II地区			
	A层	B	C	D	E	
覆压资料	井数(口)	2	8	7	4	3
	岩样(个)	4	9	13	10	9
	测试点(个)	28	63	103	72	64
样本个数	学习	21	45	75	56	49
	预测	7	18	28	16	15
学习次数		300	1000	2000	2000	1×10 ⁶
隐层节点数(个)		30	30	30	30	30
相对误差(%)	学习样本	11.63	9.02	11.11	13.56	7.48
误差(%)	预测样本	10.71	17.54	21.51	15.66	23.86
总相对误差(%)		11.40	11.45	13.93	14.03	11.32

I地区只有2口井4块岩样的覆压资料,选取其中3块岩样为学习样本,另1块岩样7个测试点作为预测样本(见表2),学习样本、预测样本岩石压缩系数相对总误差为11.39%(见表3),显然,BP算法的精度相当高。将A油层的平均上覆压力19.97MPa、平均孔隙度0.15作为第8个预测样本的输入,用BP算法得到其岩石压缩系数为 $2.2076 \times 10^{-3} \text{MPa}^{-1}$ 。II地区B层共有8口井9块岩样的覆压资料,选取其中7块岩样45个测试点为学习样本,另2块岩样18个测试点为预测样本(见表4),学习样本、预测样本的岩石压缩系数相对总误差为11.5%;将1号、2号、3号及4号油田B层的平均上覆压力和平均孔隙度分别作为第19、21、22及20个预测样本,用BP算法算出吉林油区B层的岩石压缩系数(见表4)。因篇幅所限,其它层位(C、D、E)的学习样本和预测样本不予列出。应用BP算法预测吉林油区无覆压资料油田岩石压缩系数的结果列于表5。

表3 I地区A层学习、预测样本参数表

类型	序号	上覆压力 (MPa)	孔隙度 (f)	压缩系数(MPa ⁻¹)	
				实际	BP计算
学习样本	1	7.77	0.173	0.00732	0.0060194
	2	12.14	0.169	0.00521	0.0047986
	3	16.51	0.166	0.00375	0.0034165
	4	20.88	0.164	0.00284	0.0023732
	5	25.24	0.162	0.00211	0.0017700

预测样本	21	26.58	0.149	0.00158	0.0015450
	1	6.23	0.178	0.0064	0.0064041
	2	9.06	0.176	0.00515	0.0058356
	3	11.89	0.174	0.00431	0.0050618
	4	14.73	0.172	0.00348	0.0041580
	5	17.56	0.17	0.00278	0.0032828
	6	20.39	0.169	0.00236	0.0025940
	7	23.24	0.168	0.00193	0.0020904
	8	19.97	0.15		0.0022076

表4 II地区B层学习、预测样本参数表

类型	序号	上覆压力 (MPa)	孔隙度 (f)	压缩系数(MPa ⁻¹)	
				实际	BP计算
学习样本	1	5.26	0.157	0.00939	0.0095673
	2	8.98	0.153	0.00711	0.0071698
	3	10.83	0.151	0.00609	0.0060735
	4	14.55	0.148	0.00457	0.0044573

预测样本	45	23.74	0.107	0.00225	0.0029445
	1	6.31	0.103	0.00771	0.0092577
	2	9.21	0.101	0.00612	0.0072587
	3	12.12	0.100	0.00499	0.0055177
	4	15.02	0.099	0.00408	0.0043224

	18	14.55	0.138	0.00539	0.0047524
	19	4.32	0.250		0.0059969
	20	6.74	0.235		0.0048835
	21	12.4	0.145		0.0054701
	22	12.9	0.110		0.0030943

表5 吉林油区无覆压资料油田岩石压缩系数预测结果表

油田	层位	岩石压缩系数 (10 ⁻³ MPa ⁻¹)	油田	层位	岩石压缩系数 (10 ⁻³ MPa ⁻¹)
1号	B	5.9969	7号	D	2.5937
2号	B	5.4701	8号	C	1.7157
3号	B	4.9661	9号	C	1.8667
4号	B	4.8835		D	2.6689
5号	E	7.1579	10号	C	2.4547
6号	C	2.2635		D	2.138
7号	C	1.8162	11号	A	2.2076

用经验公式及BP算法计算II地区12号油田B层1号井压缩系数,将计算结果与实际压缩系数对比(见图1),可见用Hall和Newmen经验公式计算的压缩系数与实际压缩系数相差极大,而用BP算法计算的压缩系数与实际压缩系数非常接近,表明用BP算法预测压缩系数是可行的。

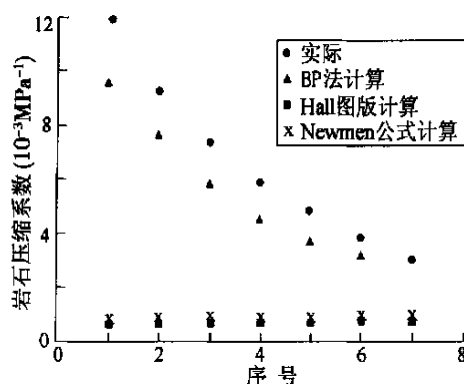


图1 用经验公式及BP算法计算II地区12号油田B层1号井压缩系数与实际压缩系数对比图

3 结论

根据实测岩石压缩系数资料的验证, 用Hall图版、Newmen公式计算的岩石压缩系数误差非常大, 而用人工神经网络BP算法计算的压缩系数与实际压缩系数非常接近。因此, 可以采用该方法确定没有实测覆压资料地区的岩石压缩系数, 还可用该方法评价实测覆压资料的可靠性。

参考文献:

- [1] 李约翰. 试井[M]. 王福松, 董恩环(译). 北京: 石油工业出版社, 1986.
- [2] 焦李成. 神经网络系统理论[M]. 西安: 西安电子科技大学出版社, 1990.
- [3] 焦李成. 神经网络的应用与实现[M]. 西安: 西安电子科技大学出版社, 1993.
- [4] 王天顺, 赵敏. 烃类体系相态特征图的ANN识别方法[J]. 石油勘探与开发, 1996, 23(2): 88-91.
- [5] 陈玲, 冯其红, 于红军. BP网络方法在油田措施规划中的应用[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(3): 78-80.
- [6] 石广仁. 地学中的计算机应用新技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.

第一作者简介: 王安辉(1966-), 男, 辽宁台安人, 吉林油田勘探开发研究院高级工程师, 从事油田地质与开发研究工作, 现为中国地质大学(北京)博士研究生。地址: 吉林省松原市宁江区长宁北街21号, 邮政编码: 138001。

收稿日期: 2002-04-12

(编辑、绘图 李建国)

Predicting rock compressibility by artificial neural network

WANG An-hui^{1,2}, ZHANG Ying-kui², GAO Jing-long², SHAO Wen-yong², RUAN Bao-tao², ZHU Ming-wen³, WANG Hai-zhong², LIU Bing-hui² (1. China University of Geosciences, Beijing 100083, P. R. China; 2. Exploration and Development Research Institute of Jilin Oil field, PetroChina, Jilin 138001, P. R. China; 3. Producing Test Corporation of Jilin Oil field, PetroChina, Jilin 138001, P. R. China)

Abstract Due to the requirements of the mass balance calculation, elasticity energy calculation, well-testing interpretation, and overcoming the difficulty in measuring the rock compressibility in the oil-gas reservoir engineering in Jilin Oilfield, east China, earlier experience formula is tested and verified by using the present data of practice rock compressibility in Jilin Oilfield, east China, resulting in 504.20%-681.15% of the total relative error. The study has found that these experience formulas are hardly to be used and applied in the Jilin Oilfield. So, taking pressure and porosity as input layer parameters and rock compressibility as output layer parameter, the rock compressibility is calculated by using the error back-propagation of artificial neural network, which is named as a BP method. The study has predicted the rock compressibility in the Block I and II of Jilin Oilfield respectively, and tested and verified the reliability of this method by using practice data, resulting in 12.8% of the relative error only.

Key words rock compressibility; relative formulas; artificial neural network; BP method