文章编号：1674－9057(2013)01－0021－05 doi:10.3969/j.issn.1674－9057.2013.01.004

多元逐步回归分析在评价孔隙结构对低渗透砂岩储层质量影响中的应用

胡作维，黄思静，王冬焕，马永坤，李小宁

（成都理工大学 a. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室；b. 沉积地质研究院，成都 610059）

摘 要：以鄂尔多斯盆地姬塬地区长2油层组低渗透砂岩储层实际数据为例，利用多元逐步回归分析方法建立了孔隙结构对低渗透砂岩储层孔隙度、渗透率影响的多元回归模型。计算结果表明：孔隙度＝18.578－2.897×排驱压力－0.376×结构系数（r = 0.739），反映了排驱压力、结构系数是影响低渗透砂岩储层孔隙度的主要孔隙结构因素；ln(渗透率) = 10.781 +9.614×变异系数－0.341×结构系数－1.007×孔喉均值(ϕ)(r = 0.973)，反映了变异系数、结构系数、孔喉均值(ϕ)是影响低渗透砂岩储层渗透率的最主要孔隙结构因素。

关键词：多元逐步回归；孔隙度模型；渗透率模型；孔隙结构；低渗透砂岩；储层质量

中图分类号：P618.130.21 **文献标志码**：A

近年来，低渗透油气的储量和产量在世界油气勘探开发中的比例不断提高，尤其在我国，低渗透油气远景资源量占全国油气总资源量的40%以上[1]，目前低渗透油气已逐渐成为我国油气勘探开发的主战场，低渗透油气的高效勘探开发将直接影响我国未来油气的稳产和增产。尽管低渗透油气藏的形成与很多地质因素有关，但储层质量的优劣显然是其中的一个关键因素。由于微观孔隙结构直接控制了低渗透砂岩储层的储集和渗流能力，因而与孔隙结构有关的参数在评价孔隙结构对低渗透砂岩储层质量影响的工作中越来越得到研究者的重视和应用[2－4]。

事实上，与孔隙结构有关的参数很多[5－6]，且很多参数之间都或多或少存在关联，那么如何从众多与孔隙结构有关的参数中提取出与储层质量密切相关的主导参数一直都是油气储层综合评价的重点和难点之一，尤其对于以小孔、细喉作为孔隙结构主体的低渗透砂岩储层更是如此。多元逐步回归分析可以从大量自变量中优选出其中最重要的自变量，并能很好地处理自变量之间多重关联的问题[7－8]，因而可以应用多元逐步回归分析方法评价不同孔隙结构参数对低渗透砂岩储层质量的表征能力。

1 基本原理

多元逐步回归分析是针对一般多元回归方法的缺点而提出来的，并可根据计算过程中选入和剔除自变量方式的差异分为正向、反向两种逐步回归方法，前者是目前被人们广泛使用的一种方法[9－10]。正向逐步回归方法根据每个自变量对回归方程的方差贡献值大小，每一步只选择一个重要的自变量进入回归方程，如此类推。同时，多元逐步回归分析不仅考虑了方差贡献大小逐一挑选重要的自变量，而且还考虑了较早选入回归方程的某些自变量可能随着其后一些自变量的选入而失去其原有的重要性，这样的变量会被及时剔除

收稿日期：2012－03－08

基金项目：国家科技重大专项项目（2008ZX05001－004－03）；成都理工大学中青年骨干教师培养计划项目（KYGG201208）

作者简介：胡作维（1981—），男，博士，副教授，矿物学、岩石学、矿床学专业，huzuowei@yahoo.com.cn。

引文格式：胡作维，黄思静，王冬焕，等. 多元逐步回归分析在评价孔隙结构对低渗透砂岩储层质量影响中的应用［J］. 桂林理工大学学报，2013，33（1）：21－25.

出回归方程[7-8]；当已有被选自变量满足选入 F 检验要求、其他未选自变量满足剔除 F 检验要求时，新自变量的选入、旧自变量的剔除都将停止，并形成一个稳健可靠的最优回归方程。由于多元逐步回归方程建立的过程就是一个提取主要影响因子、剔除次要影响因子、确定主导因子之间数学关系的过程，因而可以通过这个过程分析不同影响因子的作用强度，从中筛选出相互独立的主导因子，以降低评价过程中的多元性和复杂性。

2 计算模型

2.1 低渗透砂岩储层特征

在实际计算过程中，本文采用了鄂尔多斯盆地姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层的 52 组实际数据。鄂尔多斯盆地是我国重要的含油气盆地之一，也是我国低渗透油气储层的典型分布地区之一。姬塬地区位于鄂尔多斯盆地的西部，三叠系延长组长 2 油层组是其重点勘探的含油层位之一。姬塬地区长 2 油层组低渗透储层以细粒的长石砂岩和岩屑长石砂岩为主，可见粒间原生孔、粒间溶孔、长石溶孔、晶间孔、岩屑溶孔、微孔、微裂隙等孔隙类型，孔隙度平均为 15.98%，渗透率平均为 6.6×10^{-3} μm^2，总体上属于中孔特低渗砂岩储层。

2.2 逐步多元回归评价模型

考虑到不同孔隙结构参数对低渗透砂岩储层质量表征能力的差异性和复杂性，在建立多元回归方程的过程中有必要考虑将尽可能多的不同孔隙结构参数作为自变量，包括排驱压力（MPa）x_1、中值压力（MPa）x_2、最大汞饱和度（%）x_3、最小非汞饱和度（%）x_4、孔喉均值（μm）x_5、孔喉均值（ϕ）x_6、分选系数 x_7、变异系数 x_8、歪度 x_9、结构系数 x_{10}；储层质量评价参数——孔隙度（%）y_1、渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）y_2 作为因变量。同时，为了严格筛选满足多元回归方程要求的自变量，本文根据实际情况选取了恰当的门槛值：选入自变量的显著性水平 P 为 0.01（若 $P \leqslant 0.01$ 时，自变量将被选入）、剔除自变量的显著性水平为 0.05（若 $P \geqslant 0.05$ 时，自变量将被剔除），计算结果如表 1 所示。

由于随着多元回归模型中被选入自变量个数的增加，多元回归方程的相关系数值随之不断增加，残差平方和不断降低，而且所有回归模型检验 F 值对应的显著性水平非常小（0.000），因而所有建立的多元回归方程的相关性均非常显著，它们均具有显著的统计学意义。最后，根据设定的自变量选入和剔除门槛值（$P_{选入} \leqslant 0.01$，$P_{剔除} \geqslant 0.05$），获得了孔隙结构对低渗透砂岩储层质量影响的最终回归模型（表 1）。

$$孔隙度 = 18.578 - 2.897 \times 排驱压力 - 0.376 \times 结构系数 \quad (r = 0.739), \tag{1}$$

$$\ln(渗透率) = 10.781 + 9.614 \times 变异系数 - 0.341 \times 结构系数 - 1.007 \times 孔喉均值(\phi) \quad (r = 0.973)。 \tag{2}$$

3 综合评价

3.1 孔隙结构对孔隙度的影响

为了检验最终孔隙度回归模型式（1）的可靠性和实用性，利用参与建模的鄂尔多斯盆地姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层的 52 组实际数据进行回判计算，并用实测孔隙度数据与之对比检验其预测效果。从图 1 可以看出，计算孔隙度与实测孔隙度的吻合程度比较高，平均绝对误差为 1.73%，平均相对误差为 12.10%，因而多元逐步

表 1 孔隙结构对低渗透砂岩储层质量影响的多元逐步回归分析结果

Table 1 Calculated results of multiple stepwise regression analysis in the influence of pore-throat sizes on reservoir quality of low-permeability sandstone reservoirs

回归模型	相关系数	残差平方和	F 值	显著性水平	回归方程*
孔隙度 1	0.690	286.628	45.507	0.000	$y_1 = 17.762 - 3.004\ x_1$
孔隙度 2	0.739	248.286	29.525	0.000	$y_1 = 18.578 - 2.897\ x_1 - 0.376\ x_{10}$
渗透率 1	0.874	35.588	162.380	0.000	$\ln(y_2) = -4.215 + 22.469\ x_8$
渗透率 2	0.935	18.896	171.493	0.000	$\ln(y_2) = -3.343 + 21.150\ x_8 - 0.250\ x_{10}$
渗透率 3	0.973	8.030	285.177	0.000	$\ln(y_2) = 10.781 + 9.614\ x_8 - 0.341\ x_{10} - 1.007\ x_6$

* 回归方程中 y、x 的具体含义见文中有关说明。

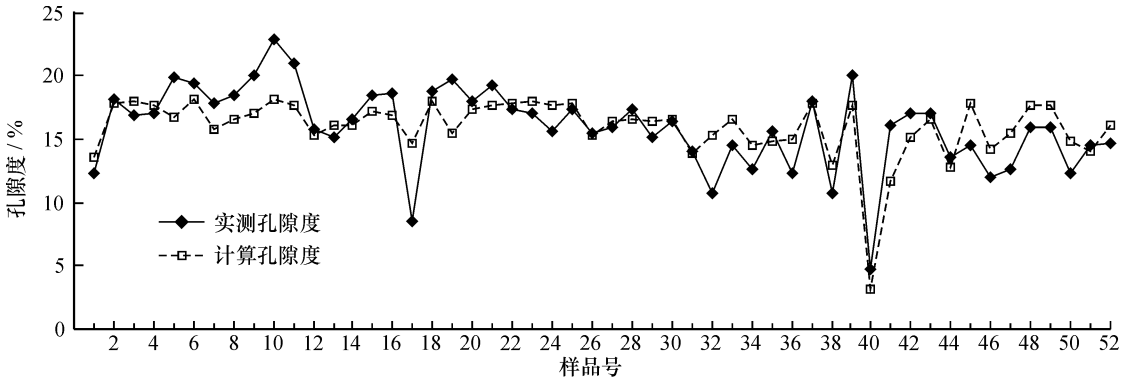


图 1　计算孔隙度与实测孔隙度（建模数据）吻合程度对比

Fig. 1　Comparison between the calculated porosity and the measured porosity (the modeling data)

回归分析方法得到的孔隙度模型可以在较大程度上体现主要孔隙结构参数对低渗透砂岩储层孔隙度的影响作用。同时，为了进一步检验孔隙度回归模型对其他实际数据的适应能力，本文将姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层的另外一套实验数据（15 组）代入到最终孔隙度回归方程式（1），结果表明：计算孔隙度与实测孔隙度的吻合程度仍然比较高（图 2），平均绝对误差为 1.67%，平均相对误差为 10.71%。

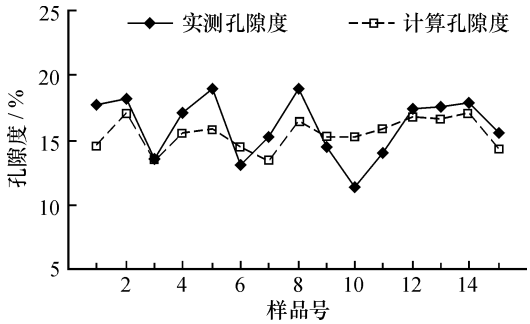


图 2　计算孔隙度与实测孔隙度(新增数据)吻合程度对比

Fig. 2　Comparison between the calculated porosity and the measured porosity (the new data)

由最终孔隙度回归模型（式（1））可知：在 10 个孔隙结构参数中，鄂尔多斯盆地姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层孔隙度与排驱压力之间呈现显著负相关，而与结构系数之间呈现弱负相关，因而排驱压力、结构系数是影响姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层孔隙度的主要孔隙结构因素。同时，根据上述孔隙度多元逐步回归模型的标准方程（孔隙度 = −0.666 × 排驱压力 −0.266 × 结构系数）可知，在多元回归方程其他变量不变的情况下，排驱压力增加 1 MPa，孔隙度减小 0.666%；结构系数增加 1，孔隙度减小 0.266%，因而排驱压力是影响姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层孔隙度减小的最主要孔隙结构因素。

实际上，上述由计算结果得到的结论与人们对排驱压力和结构系数的一般认识是一致的：排驱压力既可以反映岩石孔喉的集中程度，又可以反映集中孔喉的大小[5-6]，大孔隙度岩石所具有的排驱压力往往小于小孔隙度岩石；同时，结构系数反映了真实岩石中孔喉系统的弯曲程度[5,11]，大孔隙度岩石所具有的结构系数往往小于小孔隙度岩石。当然，由于沉积、成岩过程中诸多复杂地质因素均或多或少、或正面或负面地影响了低渗透砂岩储层孔隙度的大小[9,12]，孔隙结构也只是影响低渗透砂岩储层孔隙度大小的一个主要方面，因而最终孔隙度回归方程的相关系数仅为 0.739（表 1）。

3.2　孔隙结构对渗透率的影响

同样，为了检验最终渗透率回归模型（式（2））的可靠性和实用性，利用参与建模的鄂尔多斯盆地姬塬地区长 2 油层组低渗透储层砂岩的 52 组实际数据进行回判计算，并用实测渗透率数据与之对比检验其预测效果。从图 3 可以看出，计算渗透率与实测渗透率的吻合程度很高，平均绝对误差为 2.05×10^{-3} μm^2，平均相对误差为 30.88%，因而多元逐步回归分析方法得到的渗透率模型可以在很大程度上体现最主要孔隙结构参数对低渗透砂岩储层渗透率的影响作用。同时，为了进一步检验渗透率回归模型对其他实际数据的适应能力，本文也将姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层的另外一套实验数据（15 组）代入最终渗透率回归方程式（2），结果表明：计算渗透率与实测渗透率的吻合程度仍然很高(图 4)，平均

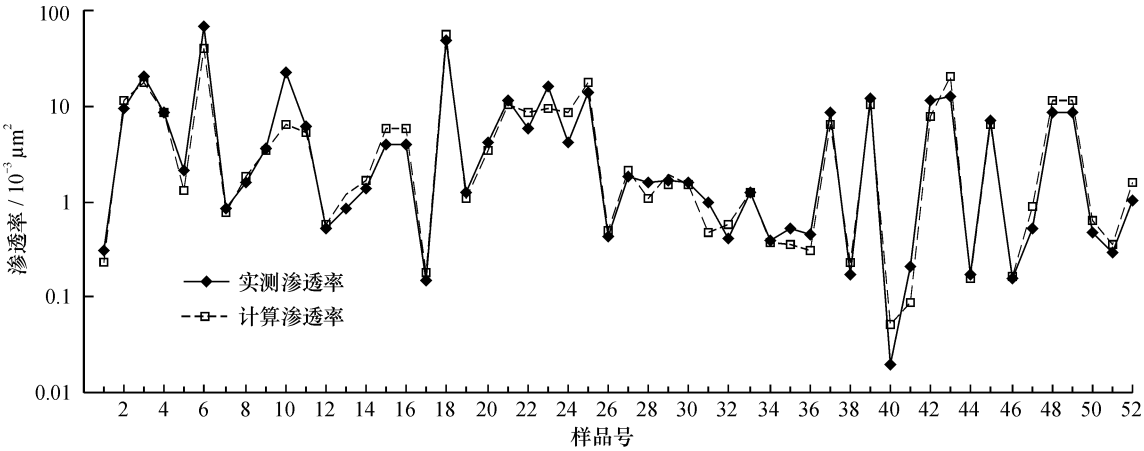


图 3 计算渗透率与实测渗透率（建模数据）吻合程度对比

Fig. 3 Comparison between the calculated permeability and the measured permeability (the modeling data)

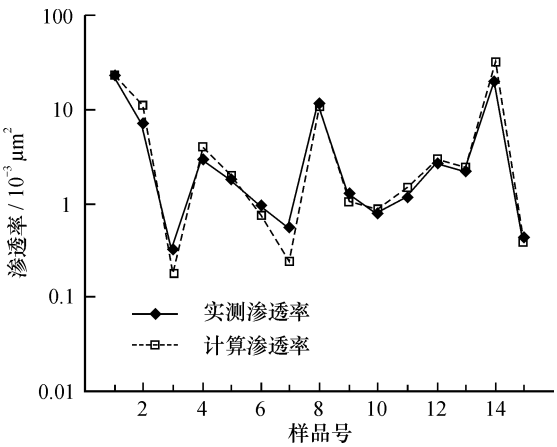


图 4 计算渗透率与实测渗透率（新增数据）吻合程度对比

Fig. 4 Comparison between the calculated permeability and the measured permeability (the new data)

绝对误差为 0.99×10^{-3} μm²，平均相对误差为 23.92%。

由最终渗透率回归模型式（2）可知：在 10 个孔隙结构参数中，鄂尔多斯盆地姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层渗透率与变异系数之间呈现显著正相关，而与结构系数、孔喉均值（ϕ）之间呈现弱负相关，因而变异系数、结构系数、孔喉均值（ϕ）是影响姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层渗透率的主要孔隙结构因素。同时，根据上述渗透率多元逐步回归模型的标准方程（ln（渗透率）$=0.374 \times$变异系数 $-0.459 \times$结构系数 $-0.521 \times$孔喉均值（ϕ））可知，在多元回归方程其他变量不变的情况下，变异系数增加 1，渗透率增加 0.374×10^{-3} μm²；结构系数增加 1，渗透率减小 0.459×10^{-3} μm²；孔喉均值（ϕ）增加 1，渗透率减小 0.521×10^{-3} μm²，因而变异系数是影响姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层渗透率增加的最主要孔隙结构因素，而结构系数、孔喉均值（ϕ）是影响姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层渗透率减小的最主要孔隙结构因素。

实际上，上述由计算结果得到的结论同样与人们对变异系数、结构系数、孔喉均值（ϕ）的一般认识是一致的：变异系数可以反映岩石孔喉大小分布的均匀程度[5-6]，渗透性相对好的岩石所具有的变异系数往往大于渗透性相对差的岩石；孔喉系统的弯曲程度直接影响了流体渗流的复杂性[5,12]，渗透性相对好的岩石所具有的结构系数往往小于渗透性相对差的岩石；孔喉均值（ϕ）可以反映岩石孔喉半径分布的重心所在，渗透性相对好的岩石所具有的孔喉均值（ϕ）往往小于渗透性相对差的岩石。同时，由最终渗透率回归方程的相关系数（0.973，表 1）可知，变异系数、结构系数、孔喉均值（ϕ）3 个参数几乎完全可以决定低渗透砂岩储层渗透率的大小，因而孔隙结构是影响低渗透砂岩储层渗透率大小的最主要方面。

4 结 论

1）通过多元逐步回归分析方法建立的孔隙结构对低渗透砂岩储层质量影响的回归模型具有显著的统计学意义，其多元回归方程具有较高的可靠性和实用性。

2）排驱压力、结构系数是不同孔隙结构参数中影响鄂尔多斯盆地姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层孔隙度的主要孔隙结构因素。

3）变异系数、结构系数、孔喉均值（ϕ）是不同孔隙结构参数中影响鄂尔多斯盆地姬塬地区长 2 油层组低渗透砂岩储层渗透率的最主要孔隙结构因素。

4）多元逐步回归分析方法可以为评价孔隙结构对低渗透砂岩储层质量的影响提供一些有价值的基础资料和思考方向。

参考文献：

[1] 任继凯. 低渗透油气藏成为勘探开发主战场——中国低渗透油气勘探开发的现状与未来 [N]. 中国石油报, 2009 - 4 - 3 (2).

[2] 王允诚. 油气储层评价[M]. 北京:石油工业出版社,1999.

[3] 段新国, 王允诚, 王洪辉, 等. 四川某气田蓬莱镇组储层特征及影响因素 [J]. 桂林工学院学报, 2005, 25 (2): 161 - 165.

[4] 李晓锋, 彭仕宓. 大宛齐油田康村组储层微观孔隙结构特征及分类评价 [J]. 石油天然气学报, 2011, 33 (6): 26 - 31.

[5] 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构 [M]. 北京: 科学出版社, 1986.

[6] 王允诚. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社,1993.

[7] 陈立官, 程光瑛, 李鸿智. 油气田数学地质 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989.

[8] 郭科, 龚灏, 陈聆, 等. 多元统计方法及其应用 [M]. 成都: 电子科技大学出版社, 2003.

[9] 沈立成, 黄思静, 刘洁, 等. 用多元逐步回归方法评价储层孔隙度的控制因素 [J]. 成都理工学院学报, 2002, 29 (6): 610 - 616.

[10] 顾伟欣, 周红, 耿锋. 多元统计方法在储层孔隙度模型建立中的应用 [J]. 断块油气田, 2008, 15 (3): 58 - 61.

[11] 王传禹, 杨普华, 马永海, 等. 大庆油田注水开发过程中油层岩石的润湿性和孔隙结构的变化 [J]. 石油勘探与开发, 1981, 8 (1): 54 - 67.

[12] 武明辉, 张刘平, 陈孟晋. 榆林气田山西组 2 段孔隙发育的控制因素分析 [J]. 天然气地球科学, 2006, 17 (4): 477 - 479.

Application of Multiple Stepwise Regression to Influential Evaluation of Pore-Throat Size on Low-Permeability Sandstone Reservoirs

HU Zuo-wei, HUANG Si-jing, WANG Dong-huan, MA Yong-kun, LI Xiao-ning

(a. *State Key Laboratory of Oil/Gas Reservoir Geology and Exploitation*; b. *Institute of Sedimentary Geology*, *Chengdu University of Technology*, *Chengdu* 610059, *China*)

Abstract: Based on the data from the low-permeability sandstone reservoirs of the Chang 2 oil-bearing bed from Jiyuan of Ordos Basin, the multiple stepwise regression analysis method is used to establish two multiple regression equations in the influential evaluation of the pore-throat sizes on the porosity and permeability of the low-permeability sandstone reservoirs: porosity = 18.578 − 2.897 × entry pressure − 0.376 × texture coefficient (r = 0.739). This equation indicates that the entry pressure and texture coefficient are important factors to the porosity of the low-permeability sandstone reservoirs. ln (permeability) = 10.781 + 9.614 × variation coefficient − 0.341 × texture coefficient − 1.007 × mean pore-throat (ϕ) (r = 0.973), this equation indicates that the variation coefficient, texture coefficient and mean pore-throat (ϕ) are the most important factors to the permeability of the low-permeability sandstone reservoirs.

Key words: multiple stepwise regression; porosity model; permeability model; pore-throat size; low-permeability sandstone; reservoir quality