

前缘盆地砂岩孔隙度预测的一种新途径

——孔隙度与深度关系多数学模型选择法

马立祥 万静萍

(中国地质大学, 武汉 430074)

含油气盆地地下砂岩储层物性的分布规律, 是沉积和成岩作用等各种地质因素综合作用的结果。在钻井较少的前缘盆地, 利用多种数学模型选择法, 建立研究区目的层段砂岩孔隙度随深度变化的最佳数学模型, 进而预测储层物性的空间变化。

本文以 TM 盆地为例, 简述该方法的可行性。

关键词 沉积作用 成岩作用 孔隙度 数学模型 前缘盆地

第一作者简介 马立祥 男 41岁 讲师 储集岩地质学

含油气盆地地下砂岩储层物性的好坏, 是指导油气勘探与开发的一个重要依据。特别对于钻井密度低的前缘盆地, 如何结合可利用的地震资料, 较有效地预测砂岩孔隙度的空间变化, 是油气地质学家长期以来研究的一个重要课题。

本文作者在钻井较少的情况下, 提出一种结合地震资料进行砂岩储层物性预测的新方法——通过孔隙度与深度关系的多数学模型选择, 建立最佳数学模型, 预测孔隙度和渗透率随深度变化情况。

1 多数学模型选择法的应用依据

多数学模型选择法是指利用已知的、只含单个自变量的简单数学模型, 对观测数据进行选择拟合的一种方法。作者运用这种方法, 研究砂岩孔隙度的预测问题时主要基于以下几个方面的考虑。

1.1 砂岩孔隙度参数的不易获取性

影响地下砂岩孔隙度变化的地质参数很多, 据 M. S. Cherer (1987) 研究, 这些参数主要有砂岩结构(如分选性、粒度和圆度等)、埋藏深度、温度、压力、油气饱和度及地层水化学性质等。这些参数主要与储层的沉积作用过程和成岩作用过程有关。在盆地勘探的初级阶段, 这些参数往往不易获得。如果从动态模拟的角度考虑, 则缺乏必要的、足够的资料。

1.2 地质资料分析

在盆地勘探的初级阶段, 钻井较少。从现行的勘探手段来看, 目的探区内未钻井的地块, 储层评价的研究只能借助于地震资料。我国目前现有的地震资料品质所能提供的储层物性信息是有限的。只有当地震速度的精度足以能有效地识别出砂、泥岩的情况下, 才有可能进一步作储层物性研究。国外虽有用地震纵波和横波速度研究砂岩孔隙度的尝试, 但遗憾的是这方面的地震资料太少。

目前,利用合成地震记录和 VSP 资料已能比较准确地标定地震层序。另外对地震速度进行变速分析,并结合钻井资料进行校正,所得到的目的层位深度数据的精度已能满足勘探的需要。这是作者在运用多数学模型选择法预测砂岩孔隙度时所考虑的一个重要因素。

1.3 砂岩孔隙度预测方法分析

钻井之前,预测砂岩孔隙度的方法可归纳为两类。一是经验方法,即利用已知的地质参数建立孔隙度、渗透率的经验关系。如孔隙度和深度的经验关系,孔隙度和分选性、颗粒大小及成分之间的关系。通过这种经验关系达到对未知地区进行预测的目的。二是通过成岩过程模拟,建立成岩过程中孔隙随埋藏史演化的地质模式,以达到预测的目的(S. Bloch 等, 1990)。至于利用地震资料中的速度、频率、振幅等物理参数预测储集性能的一些方法,则需要有高分辨率、高精度的地震资料为前提。

从上述两类方法来看,成岩过程模拟的方法比较复杂。它需要对成岩作用过程有一定了解,并且在获得足够的有关参数资料之后,才能建立模式。建立模式之后,一般只能反映垂向上的变化,难以在平面变化上进行分析和预测。从前缘盆地油气勘探的角度来看,其预测能力不高。相比之下,利用经验关系的方法,效果较好,它能够反映研究区内物性变化规律,以区别于其它具有不同地质条件的地区和含油气盆地。Athy 于 1930 年首次利用页岩孔隙度和深度的指数函数关系描述了泥质沉积物的压实过程。随后,这一关系又被广泛用于描述砂岩孔隙度随深度的变化关系,以及次生孔隙发育带的预测。80 年代末期, J. C. Wilson(1988) 等通过对文图拉盆地上新统砂岩的压实和孔隙演化的研究,提出了砂岩孔隙度和深度关系的线性模型。M. S. Cherer(1987)和 S. Bloch(1991)分别用多元回归的数学方法研究了孔隙度和颗粒含量、分选系数以及地质年龄的关系。上述实例表明,在地质资料少的情况下,利用数理统计学方法研究预测问题是一种简便而有效的方法。

基于上述几个方面的考虑,利用多数学模型选择法研究前缘盆地地下砂岩孔隙度的预测问题是一种比较简便的新途径。

2 以深度为变量的多数学模型选择法及应用实例

尽管影响地下孔隙度变化的参数很多,也很复杂,但是,油田生产实践经验表明:含油气盆地内的不同区块,砂岩孔隙度在纵向分布上具有一定的规律性。这种规律性是各种地质因素对孔隙度影响的最终表现形式。因此,看似简单的深度变量,包含着地史时期各种地质作用、温度、压力和水化学性质等变化对孔隙度影响的综合因素。通过已知钻井的孔隙度和深度的资料,可以建立研究区块内的孔隙度和深度的经验关系。假设一个研究区块内,孔隙度和深度的经验关系为一简单的线性回归方程:

$$P=a+bH$$

式中: P 为孔隙度; H 为深度; a 和 b 为回归系数(或经验系数),它反映了该研究区块内各种地质因素对孔隙度影响的综合效应,而那些不易获得的地质参数也为其所替代。这种化繁为简的思维技巧恰好可以弥补前缘盆地资料不足的缺陷。其次,在未钻井的地区,可以利用现有的地震资料,经过钻井资料校正后,获得较可靠的深度数据,代入经验公式,得出的结果作为储层物性变化定量评价依据。将沉积相研究结果与其结合分析,可以得到比较可靠的储层

综合评价资料。

由于不同盆地在地质演变史上的差异,其孔隙系统的演化过程也各不相同。这就有可能导致各盆地内孔隙度随深度变化规律的不一致。因此,目前常用的线性回归和指数回归方程远不能满足实际情况的需要。下述 12 种数学模型可以拓宽选择面:

$$\begin{array}{ll} \textcircled{1} Y=a+bx & \textcircled{2} \frac{1}{Y}=a+\frac{b}{x} \\ \textcircled{3} Y=a+b\lg x & \textcircled{4} Y=ae^{bx} \\ \textcircled{5} Y=ae^{-b/x} & \textcircled{6} Y=ax^b \\ \textcircled{7} Y=\frac{1}{a+be^{-x}} & \textcircled{8} Y=a+bx+cx^2 \\ \textcircled{9} Y=\frac{1}{a+bx+cx^2} & \textcircled{10} Y^2=a+bx+cx^2 \\ \textcircled{11} Y=\frac{x}{a+bx+cx^2} & \textcircled{12} Y=a+\frac{b}{x}+\frac{c}{x^2} \end{array}$$

利用上述 12 种数学模型对已知地区的孔隙度和深度数据进行拟合,然后根据回归效果参数,参照散点图的分布形状,对照典型曲线,选择最相近的数学模型,则该模型就是研究区内孔隙度和深度关系的最佳数学模型。该方法的优越性在于,用多数学模型选择法来代替只用指数或线性模型拟合的方法,不仅拓宽了选择面,适用于不同盆地的复杂情况,而且可以提高预测的精度和可靠性。

在数理统计学中一元和二元线性回归方程为:

$$Y=a+bx \quad (1)$$

$$Y=a+bx+cx \quad (2)$$

其解法是众所周知的。实际上,两个变量之间的许多方程,只要经过适当的数学变换,都可以变换为(1)式或(2)式,进而求出因变量与自变量之间、拟合方程中的有关系数。如幂函数

$$Y=ax^b \quad (3)$$

取 $Y'=\lg Y$, $a'=\lg a$, $x'=\lg x$,则得到(1)式:

$$Y'=a'+bx' \quad (4)$$

由(4)式求出 a' 和 b 后,即可求出(3)式中的 a 和 b 。又如方程

$$Y^2=a+bx+cx^2 \quad (5)$$

取 $Y'=Y^2$, $z=x^2$,则得到(2)式:

$$Y'=a+bx+cz \quad (6)$$

由(6)式解得 a 、 b 、 c ,即为(5)式中的 a 、 b 、 c 。

回归效果可用下列参数进行检验:

$$\text{余差} \quad V_i=Y_i-Y_i'$$

$$\text{剩余均方差} \quad S' = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N V_i^2}{N-1-M}}$$

$$\text{总均方差} \quad S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2}{N-1}}$$

$$\text{复相关系数} \quad R = \sqrt{1 - \frac{\sum_{i=1}^N V_i^2}{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2}}$$

其中 N 为观测值 (Y, X) 的组数, M 是自变量的个数, \bar{Y} 为均值, Y^0 为拟合值。

TM 盆地北部地区是一个勘探程度较低的地区。油气勘探的目的层位石炭系和二叠系岩性比较复杂,以砂泥岩为主,含膏岩、火成岩、碳酸盐岩及过渡岩性,且钻井仅有十余口。利用常规的地球物理测井资料预测砂岩物性有一定的难度。作者利用多数学模型选择法,对 S11 井泥岩声波时差与深度的回归分析后发现,用线性回归和指数回归,观测数据和拟合曲线的偏差较大(图 1, A、B)。而用⑫和⑬(图 1, C、D)式,方程拟合得出的偏差较小。这说明利用多数学模型选择法研究孔隙度和深度的关系确实可以提高准确度。

同样,对 TM 盆地北部上第三系 SWY 组——石炭系,深度为 4338~5484m,纯砂岩的 252 个实测岩心孔隙度数据进行分析,得出了最佳的孔隙度和深度关系的数学模型(图 2):

$$P = 695.26 - 6809299.7/H + 1.686830247E10/H^2 \quad (7)$$

式中: P 为孔隙度(%), H 为深度(m)。

该模型的剩余均方差为 4.179,复相关系数为 0.8,实测值与估计值的总平均误差不超过 5%(表 1)。这个精度已经能够满足勘探要求。方程(7)所代表的地质含义是:在 TM 盆地

表 1 实测与预测孔隙度的比较

深度(m)	实测孔隙度(%)	预测孔隙度(%)	深度(m)	实测孔隙度(%)	预测孔隙度(%)
4337.83	23.33	21.96	4877.65	4.36	8.25
4340.53	22.29	21.82	4943.3	6.14	8.08
4354.12	23.5	21.14	4944.8	4.37	8.08
4521.42	17.37	14.38	5105.25	3.84	8.67
4522.21	15.64	14.35	5130.26	4.8	8.8
4522.68	10.6	14.34	5247.49	14.16	10.22
4810.27	13.17	8.7	5259.05	15.93	10.38
4811.76	6.16	8.68	5352.66	6.49	11.8
4875.9	9.22	8.25	5483.95	11.38	14.48

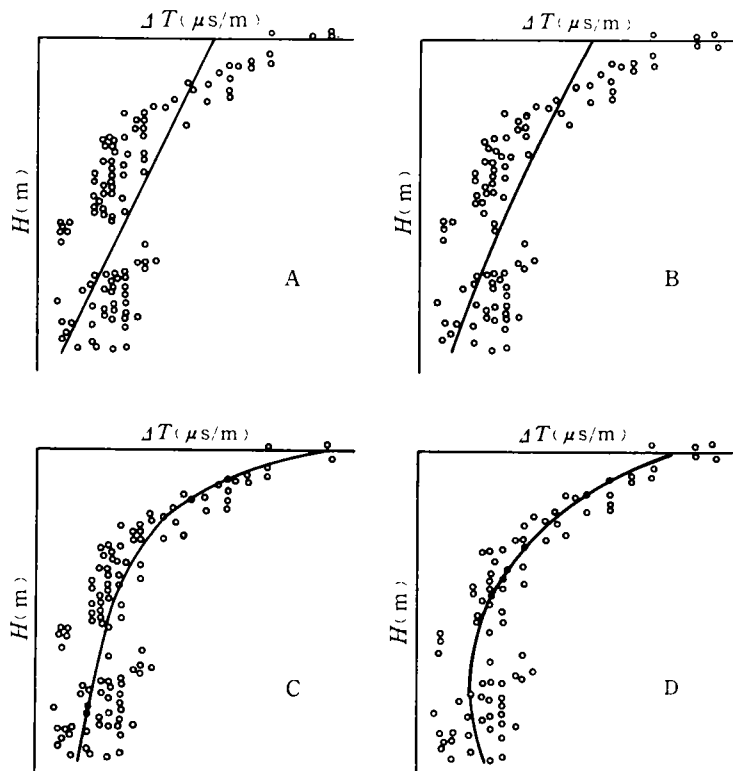


图1 S11井泥岩声波时差与深度关系的四种数学模型

横坐标为声波时差(极小值为 213μs/m,极大值 459μs/m),纵坐标为深度(极小值为 562m,极大值为 5325m),数据个数为 166

- A: $\Delta T = 366 - 0.02 \times H$ $R = 0.7$
- B: $\Delta T = 365 \times e^{-0.00008 \times H}$ $R = 0.8$
- C: $\Delta T = 218 + 177022/H$ $R = 0.9$
- D: $\Delta T = 1 / (-0.00184 - 0.00000099 \times H - 0.00000000119 \times H^2)$ $R = 0.84$

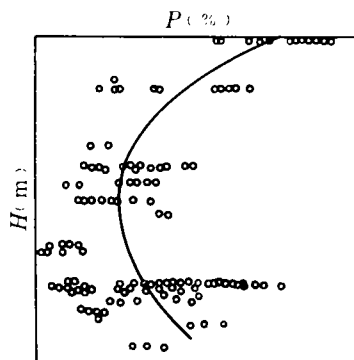


图2 TM盆地纯砂岩孔隙度与深度关系数学模型

横坐标为实测岩心孔隙度(极小值为 1.05,极大值为 25.99);纵坐标为深度(极小值为 4338m,极大值为 5484m)。R=0.8

北部地区,深度为 4338~5484m 的深度段内,孔隙度按该模型随深度呈有规律的分布。式中的系数反映了各种地质因素的综合效应。从图 2 来看,在该区约 4300m 和 5400m 处,存在着两个高孔隙度发育带。

利用(7)式可以求出该深度段内任一深度点上的预测孔隙度值,所以(7)式可改写成(8)式的微分形式:

$$\frac{d\varphi}{dH} = 695.26 - 6809299.7/H + 1.686830247E10/H^2 \quad (8)$$

在实际工作中,特别是与地震资料相结合时,由于受到地震资料分辨率的限制,往往需要预测某一深度段内平均孔隙度的变化。根据积分学原理,某一深度段内的平均孔隙度可用下式求出:

$$\begin{aligned} \bar{\varphi} &= \frac{1}{(H_2 - H_1)} \int_{H_1}^{H_2} \left(\frac{a+b}{H} + \frac{c}{H^2} \right) dH \\ &= \frac{1}{(H_2 - H_1)} [a(H_2 - H_1) + b(\ln H_2 - \ln H_1) - c(1/H_2 - 1/H_1)] \end{aligned} \quad (9)$$

式中 a, b, c 分别为式(8)中的系数。

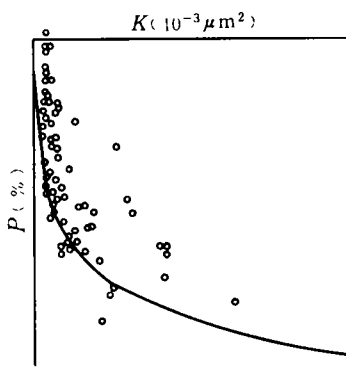


图 3 砂岩 P-K 关系指数模型
 $R=0.74$

利用该区实测孔隙度和渗透率的数据,用同样方法建立了渗透率和孔隙度的经验关系(图 3):

$$K = 0.031 \times e^{0.387P} \quad (10)$$

式中 K 为渗透率($10^{-3} \mu m^2$), P 为孔隙度(%)。

将所得到的研究区目的层段的深度参数代入(9)式中,根据计算结果可作出预测孔隙度

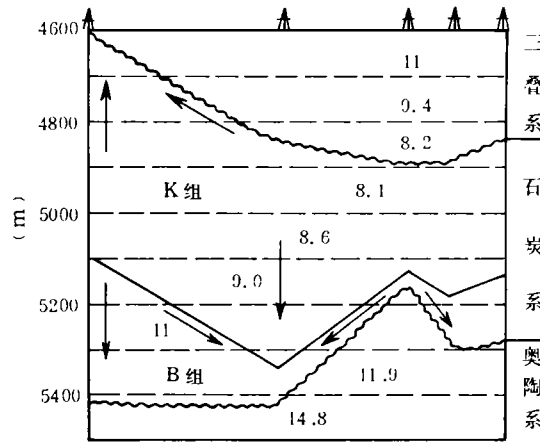


图 4 TM 盆地 S10 井—S17 井
二维孔隙度剖面模型
箭头表示孔隙度增大方向,
中间数字为孔隙度(%)

的剖面 and 平面变化的模型(图4、5)。将沉积相研究成果与其结合分析,可为油气勘探提供较准确和可靠的储层评价资料。

在未钻井地区,需要利用地震资料中经过时—深转换后所得到的深度参数。这种深度参数和井下深度对比通常存在着一定的误差。经钻井资料校正后,可减少误差。从图4可看出,20~40m范围内的误差,对目的层段内平均孔隙度的预测值影响不大。

3 结论

利用多数学模型选择法预测地下砂岩孔隙度,是前缘盆地储层物性评价的一种简便有效的途径。它在通常的线性和指数模型的基础上拓宽了选择面,提高了预测的精度和可靠性,也可以起到投资少见效快的效果。该方法也可适用于勘探程度高的含油气盆地。当盆地内孔隙度变化规律较复杂时,可考虑分段分区进行分析。值得注意的是利用此种方法建立的数学模型只限于在观测数据的深度段内使用,当外推出现负值时(超过数学上定义域的允许范围),该模型无效。如本例中模型预测的有效深度段为4338~5484m。

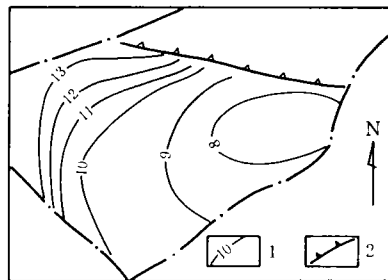


图5 TM盆地北部AKUL构造
石炭系K组砂岩孔隙度预测平面图

1. 孔隙度等值线; 2. 地层尖灭线

(收稿日期:1991年11月2日)

参 考 文 献

- 1 Cherer MS. Parameters Influencing Porosity in Sandstones; A. Model for Sandstone Porosity Prediction. *AAPG*. 1987,71(5)
- 2 Bloch S et al. Porosity Prediction, Prior to Drilling, in Sandstones of the Kekituk Formation (Mississippian), North Slope of Alaska. *AAPG*. 1990,74(9)
- 3 Wilson JC et al. Compaction and Porosity Evolution of Pliocene Sandstones, Ventura Basin, California. *AAPG*. 1988,72(6)
- 4 Bloch S. Empirical Prediction of Porosity and Permeability in Sandstones. *AAPG*. 1991,75(7)

A NEW APPROACH TO THE POROSITY PREDICTION IN THE SANDSTONES OF FRONTIER OIL/GAS BASINS

Ma Lixiang Wan Jingping

(China University of Geosciences, Wuhan)

Abstract

The distributive regularity of porosity in subsurface sandstones is resulted from the integrated geological process, such as deposition and diagenesis. The optimization of mathematic models is set up based on the various mathematical models combined with the variation of the porosity of sandstone beds in different depths since the drilling wells in the frontier basins are not sufficient. Therefore, it is a new approach to predict the variation of reservoir pores in distribution with an example of north area in MT Basin.