利用变参数回归方法反演泥质岩裂缝密度

赖生华 刘文碧 李德发 周 文 彭 军

(成都理工学院)

[內容提要] 本文利用变参数回归分析建立了多口井的泥质岩储层裂缝密度模型。该模型的平均相对误差为13.5%,较常系数回归分析、BP 网络模型进行裂缝预测的精度高(平均相对误差分别为38.7%、17.9%)。通过实际资料处理认为该油田在纵向上随时代变老,深度加深,裂缝密度降低。即从N³、N¹、到N₁,平均裂缝密度从Q.78条/m、0.5条/m降低到0.3条/m。在平面上,沿构造轴部裂缝最发育,平均裂缝密度N³、N¹、N₁、层分别为0.58条/m、0.6条/m、0.3条/m。

关键词 变参数回归分析 泥质岩储层 裂缝密度

在大量的储层研究中发现,储层参数之 间的相关性有时尽管很好,但由于地层的非 均质性导致预测条件发生变化,使得预测效 果并不理想,为了解决这个问题,提出了有 别于传统的常系数回归方法^[1]。

1 地质概况

据区域地质研究,上新世至早更新世的 晚期喜马拉雅运动,印度板块向欧亚板块的 碰撞更为强烈,盆地受到强烈的挤压作用,使 得地壳水平方向缩短,垂向加厚,该期运动最-终形成了高家涯构造。高家涯构造是一个向 东南倾伏的鼻状构造,东北翼稍缓,西南翼稍 陡,断裂与轴线近正交,在断层发育部位及南 区倾没端可见大量裂缝发育(图1)。

经勘探证实,该油田具有中新统、上新 统下部和上新统上部三套储层,岩性复杂, 有砂砾层、泥岩、钙质泥岩、泥灰岩等,其中 油田中、南部储层主要发育细粒岩。基块致 密、储渗能力差。从研究区构造发育史及裂 缝充填物地球化学特征分析,研究区第三系



图1 高家涯构造N¹。底面构造图 1.构造等高线,2.推测等高线,3.逆断层,4.已钻井 Fig. 1 The basal structures of the lower Pliocene strata in the Gaojiaya oil field 1=structural contour,2=inferred contour, 3=reversed fault,4=drilled well

• 本文1997年3月15日收修改稿。

主要发育三期裂缝;第一为N¹ N²之间的构造期,构造变形强,裂 缝发育程度高,为该区主产层;第 二为N¹₂—N¹₂之间的构造期,裂缝 较发育;第三为N¹₂—Q₁₊₂之间的喜 马拉雅运动期,为该区裂缝最发育 期。裂缝分布非均质性强,成为主 要储渗空间^[2],因此裂缝的发育程 度决定了储层产能的高低。

在该油田,勘探工作大部分于 60年代完成,测井资料主要系横 向测井系列且不配套。资料缺失或 缺乏,传统上反演裂缝发育程度的 基础资料(深浅双侧向)根本不具 备^[3]。通过1井岩心与测井曲线对 比,证实能反映裂缝发育程度的目 前只有微电阻率曲线(图2)。为了 充分准确提取横向测井资料中的 裂缝信息,预测裂缝发育程度,显 然常规参数解释方法无能为力。为 此,我们采用了变参数回归方法。

 2 变参数回归方法的 基本原理及算法

根据多元分析理论,常系数线性回归方程可表示为:

$$y = \alpha_0 + \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \dots + \alpha_m x_m \tag{1}$$

其中,参数α₀、α₁、…、α₂ 为常数。

根据研究表明,如果y随x1、x2...、xm 变化的规律随深度的增加而发生较大变化时,方程 (1)的预测效果是很难保证的,为了使(1)能有较强的自适应能力,将(1)写成如下形式的变 参数回归方程:

$$y(t) = a_0(t) + a_1(t)x_1(t) + a_2(t)x_2(t) + \dots + a_m(t)x_m(t)$$
(2)

通过一定的数学手段,寻找出系数α_i(t),i=0,1,2,…m 的变化规律。这就使一个常系数 回归方程变成变参数回归方程。

在该油田,能反映裂缝发育程度的测井资料仅有微电阻率测井。因此本文仅介绍一元变 参数回归方程。

设变参数回归方程为:

$$y(t) = \alpha(t) + \beta(t)x(t)$$
(3)

并设所采的序列样本总长度为N。



well logs in the lst well

1=nonfracture bed, 2=fracture bed

(1)以某一固定长度m<N,从起始点t=1截取深度序列样本。

(2)利用m 对数据($x_{(1)}, y_{(1)}$),($x_{(2)}, y_{(2)}$),…,($x_{(m)}, y_{(m)}$)估计参数 $\alpha_{(1)}, \beta_{(1)}$ 。然后根据限 定记忆法估计参数 $\alpha(2), \beta(2), \dots, \alpha_{(N-m+1)}, \beta_{(N-m+1)}$ 的变化规律。

(3)找出序列 $\alpha_{(1)}\alpha_{(2)}, \dots, \alpha_{(N-m+1)}$ 和序列 $\beta_{(1)}\beta_{(2)}, \dots, \beta_{(N-m+1)}$ 的变化规律。

(4)预测

对于t=N+h,计算 α_{N+h} , β_{N+h} $y_{(N+h)}=\alpha_{N+h}+\beta_{N+h}X_{N+h}$

3 建立裂缝密度模型

由上可知,变参数回归方法只适用于一定的深度序列,即不同并有各自不同的裂缝密度 模型,根据实测岩心裂缝密度资料与测井曲线特征的对比研究,选取微电阻率幅度差为自变 量、岩心裂缝密度为函数建立模型。根据油田某井的资料,取建模样本数N=336,记忆长度 m=300 建立的裂缝密度模型如下:

 $Y(t) = \alpha(t) + \beta(t)X(t)$

 $\alpha(t) = 1.36656 + 0.00196892t$

r = 0.86

 $\beta(t) = 7.\ 665 \times 10^{-18} t^{12} - 2.\ 7131 \times 10^{15} t^{11} + 4.\ 28085 \times 10^{-13} t^{10} - 3.\ 9635 \times 10^{11} t^9$ +2. 3814 × 10⁻⁹ t⁸ - 9. 68054 × 10⁻⁸ t⁷ + 2. 68971 × 10⁻⁶ t⁸ - 5. 04327 × 10⁻⁵ t⁵ +0. 00016151 t⁴ - 0. 0046043 t³ + 0. 00188976 t² - 0. 0359859 t - 0. 0190327

r = 0.95

X:微电阻率幅度差Ω·m

Y:裂缝密度,条/m

可见 $\alpha(t)$ 、 $\beta(t)$ 随深度有明显的变化,所以用此模型必然具有更高的精度(图3)。



图3 α,β 随深度变化趋势图 Fig. 3 The variation of α and β as a function of depth

为了检验该方法的精度,作出了该井解释裂缝密 度与岩心裂缝密度的曲线对比图(图4),从图中可以 看出,解释裂缝密度与岩心裂缝密度随深度的变化趋 势基本一致,且对应差值较小,平均相对误差13.5%。 为了对比,同时把利用常系数回归方法,BP 网络模型 进行裂缝预测,二者的平均相对误差分别为38.7%、 17.9%,可见,在无别的测井资料求解裂缝密度时,该 方法是具有较高精度的。

4 裂缝发育程度评价

根据上述方法反演4、5、7 井储层裂缝密度(表1)。 表1 测井解释裂缝密度表 Table 1 Fracture densities based on the well logging interpretation

 井号	层位	最小值(条/m)	最大值(条/m)	平均值(条/m)
4	Nł	0	2. 21	0.71
	N ₁	. 0	5.13	0.5
5	Nž	0. 2	0. 79	0. 58
	NĮ	0. 2	15. 27	0. 49
	N ₁	0. 2	0.46	0. 28
7	Nž	0.38	1.95	0. 97
	N	0.10	2.64	0. 29
	N ₁	. 0	1.6	0. 16

由表可见,纵向上随着时代变老,深度加深,裂缝 密度由高变低,即4 井从上新统下部(N₂),平均裂缝 密度0.71 条/m→中新统(N₁)0.5 条/m;5 井从上新 统中部(N₂) 平均裂缝密度0.58 条/m→中新统(N₁)



图4 4 井解释裂缝密度与实际 裂缝密度对比图 1. 岩芯裂缝密度;2. 计算裂缝密度

Fig. 4 Comparison of the calculated fracture density and real fracture density in the 4th well 1=real fracture density; 2=calculated fracture density

0.28 条/m;7 井从上新统中部(N²₂)平均裂缝密度0.95 条/m→中新统(N₁)0.16 条/m。平面 上各层以4 井裂缝最发育,裂缝密度达到0.71 条/m,测试结果日产油2~8m³/d;7 井为裂缝 不发育区,仅为0.29 条/m,微产油。结合构造、应力发育特征分析,认为沿该构造轴部裂缝 最发育,这与利用曲率法预测的裂缝发育区域是一致的(表2)。如鼻轴附近3 井,N¹₂—N²₂ 段 测试产油量为22.22m³/d,而翼部为17 井N¹₂ 测试产油仅0.44~0.915m³/d。

井号	平均裂缝密度(条/m)	曲 率(1/km)
4	0.71	0. 15-0. 2
5	0. 49	0. 1-0. 15
. 7	0. 29	<0.1

表2 Ni 层裂缝密度与曲率关系表

54

从该油田的研究实践可看出,利用变参数回归方法反演裂缝密度具有简便易行,精度高的特点,特别是在测井资料落后的老油田,该方法更具实用价值。通过对实际资料解释,认为 在该油田中,南区沿构造轴部为进一步布署钻井的有利区域。

在研究过程中得到施泽进教授的大力帮助,在此表示感谢!

参考文献

1 唐小我着.预测理论及其应用.成都:电子科技大学出版社,1992

2 潭延栋编著.裂缝性油气藏测井解释模型及评价方法.北京:石油工业出版社,1987

3 钟兴水著.测井资料计算机处理解释方法.北京:石油工业出版社,1992

The fracture density model for pelite reservoirs based on the regression analysis of variable parameters

Lai Shenghua Liu Wenbi Li Defa Zhou Wen Peng Jun Chengdu University of Technology

ABSTRACT

The fracture density model for the pelite reservoirs in several wells in the Gaojiaya oil field, Xinjiang is presented by means of the regression analysis of variable parameters. The mean relative errors of the model only reach 13.5%. So its precision is higher than those of the regression analysis of constant coefficients and BP network model. The mean relative errors of the latter two are 38.7% and 17.9%, respectively. The data available have revealed that vertically the fracture densities decrease from 0.78 through 0.5 to 0.3 per metre as a function of depth and age (from late and early Middle Pliocene to Miocene), and horizonally the fractures tend to be most developed along the structural axis. The mean fracture densities range from 0.58 to 0.6 and to 0.3 per metre, respectively in the upper and lower Pliocene and Miocene strata of the oil field.

Key words regression analysis of variable parameters, pelite reservoirs, fracture densi-

ty