

# 利用泥岩声波时差估算地层压力

周立宏 刘国芳

(天津大港石油管理局地质勘探开发研究院, 300280)

开展压力预测是油气田钻探设计中的一项重要工作。本文详细论述了采用泥岩声波时差方法估算地层压力的基本原理,同时提出了据此原理编制的技术软件。经实例验证和专家鉴定认为该方法精度高,操作简便,在油田范围内的开发和应用将具有深远的意义。

**关键词** 声波时差 地层压力 泥岩

**第一作者简介** 周立宏 男 27岁 工程师 石油地质

在油气田勘探过程中,研究储集层的压力,尤其是对异常压力层段作出预测具有重大的工程价值和经济意义。它不仅可以指导钻井合理而经济地选择泥浆比重,做到“活而不喷,压而不死”,实现平衡钻进,而且对套管程序的设计、完井方法的选择以及试油动态分析、油气层产能评价等也具有一定的指导作用。

## 1 基本原理和基本方法

目前,在国内石油钻探,尤其是钻探深部地层时,用测井资料估算地层压力得到了广泛使用,泥岩声波时差就是其中一种。

众多研究表明,声波测井较密度测井、电阻率测井等受井眼、地层条件等环境影响较小,而且各油田声波测井资料齐全易收集。选用时差资料计算地层压力具有代表性和普遍性,可比性也强。由于泥岩相对于砂岩受岩性变化影响小,抗压能力弱,能真实地反映所处部位的地层压力大小,故通过泥岩声波时差来计算地层压力。

### 1.1 声波时差与泥岩孔隙度和深度之间的关系

声波测井是测量声波在一定距离地层中的传播时间、记录声波传播速度的倒数,单位是 $\mu\text{s}/\text{m}$ ,其大小取决于岩性、压实程度、空隙度及空隙中的流体含量。在岩性、地层水性质变化不大的情况下,声波时差 $\Delta t$ 主要反映孔隙度大小。其原理如下:

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{f}} - \Delta t_{\text{ma}}} \quad (1)$$

式中: $\Phi$ ——泥岩孔隙度, %;

$\Delta t$ ——研究点声波时差,  $\mu\text{s}/\text{m}$ ;

$\Delta t_{\text{f}}$ ——孔隙流体声波时差,  $\mu\text{s}/\text{m}$ ;

$\Delta t_{\text{ma}}$ ——泥岩骨架声波时差,  $\mu\text{s}/\text{m}$ ;

由于  $\Delta t_{ma}$  和  $\Delta t_l$  对于同一区域可视为常数,所以孔隙度  $\Phi$  与声波时差  $\Delta t$  存在着线性关系即

$$\Phi = \frac{\Delta t}{\Delta t_l - \Delta t_{ma}} - \frac{\Delta t_{ma}}{\Delta t_l - \Delta t_{ma}} = A \cdot \Delta t + B \quad (2)$$

在正常压实情况下,泥岩孔隙度  $\Phi$  随深度  $D$  的增加而减小,其减小程度呈指数关系变化,用数学描述为:

$$\begin{aligned} \frac{d\Phi}{\Phi} &= -c \, dD \\ \int_{\Phi_0}^{\Phi} \frac{d\Phi}{\Phi} &= -c \int_{D=0}^D dD \\ \ln \frac{\Phi}{\Phi_0} &= -cD \\ \Phi &= \Phi_0 e^{-cD} \end{aligned} \quad (3)$$

式中:  $\Phi_0$ ——深度  $D$  为零时泥岩的孔隙度, %;

$D$ ——深度, m;

$C$ ——量纲为  $D^{-1}$  的指数因子,即在正常压实情况下泥岩孔隙度随深度增加的减小系数。

由(2)、(3)式可得

$$\Delta t = \Delta t_0 e^{-cD} \quad (4)$$

式中:  $\Delta t_0$ ——深度  $D$  为零时泥岩的声波时差,  $\mu s/m$ ;

$C$ ——正常压实趋势线斜率。

对上式两边取对数则有

$$\ln \Delta t = -cD \ln e + \ln \Delta t_0$$

移项变换可得

$$D = -\frac{1}{C} (\ln \Delta t - \ln \Delta t_0) \quad (5)$$

由此可以看出,在正常压实情况下,泥岩的声波时差随着深度的增加而呈指数性减小,在单对数坐标纸上(即  $\ln \Delta t$  为横坐标,深度  $D$  为纵坐标)或用计算机绘图仪绘制的  $D$  与  $\ln \Delta t$  关系图上呈线性变化关系(如图 1 中的 OC 段),同时也可求出  $C$ 、 $\Delta t_0$  值。

### 1.2 估算地层压力

泥岩在压实过程中,由压力平衡原理可知

$$p_o = p_f + \delta \quad (6)$$

式中:  $p_o$ ——覆盖层压力,  $\text{kg} \cdot \text{cm}^{-2}$ ;

$p_f$ ——地层孔隙流体压力,  $\text{kg} \cdot \text{cm}^{-2}$ ;

$\delta$ ——岩石颗粒与颗粒间的骨架应力,又叫骨架有效应力,  $\text{kg} \cdot \text{cm}^{-2}$ 。

在正常压力即  $p_f$  为静水柱压力环境中,骨架应力支持着由于颗粒与颗粒接触而引起的覆盖层负荷,此时静水(纯水或稍有碱味的地层水)压力梯度为  $0.1 \text{kg} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{m}^{-1}$ ,地层压力为  $0.1D (\text{kg} \cdot \text{cm}^{-2})$ 。对于异常压力的层段可以通过等效深度法来求得地层压力。

等效深度法的基本思路是:设地层中异常层段的 A 点与正常压力层段的 B 点之骨架有效应力相等,则称  $D_B$  为  $D_A$  的等效深度,即  $\delta_A = \delta_B$  (图 1)。

具体作法是由 A 点作纵轴的平行线,交压实趋势线于点 B,由于  $\Delta t_A = \Delta t_B$ ,所以  $\Phi_A = \Phi_B$ ,  $\delta_A = \delta_B$ ,换言之,A 点较 B 点所增加的上覆地层压力,即 A 点与 B 点之间的覆盖层压力就加在了 A 点的孔隙流体之上,从而引起了流体的异常压力。

由上可以推导出估算异常地层压力和压力梯度的公式:

在 A 点,  $\delta_A = p_{oA} - p_{fA}$

在 B 点,  $\delta_B = p_{oB} - p_{fB}$

则

$$\begin{aligned} p_{fA} &= p_{oA} - \delta_A = p_{oA} - (p_{oB} - p_{fB}) \\ &= G_{oA} \cdot D_A - (G_{oB} \cdot D_B - G_{fB} \cdot D_B) \end{aligned} \quad (7)$$

式中:  $G_o$ ——覆盖层压力梯度,  $\text{kg} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{m}^{-1}$ ,

$$G_o = p_o / D = \rho_o D / D \quad (8)$$

通常,覆盖层地层平均密度  $\rho_o = 2.31 \text{g/cm}^3 (\text{g/cm}^3)$ ,  $D$  用米表示,则

$$G_o = 0.231 \text{kg} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{m}^{-1}$$

假设  $G_{oA} = G_{oB} = G_o$ , 则有

$$p_{fA} = G_o (D_A - D_B) + G_{fB} \cdot D_B \quad (9)$$

原则上来讲,由于岩石压实作用不同,上覆岩层压力梯度可能尚有变化,但是实例计算表明,采用其理论值  $G_o = 0.231 \text{kg} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{m}^{-1}$  进行计算,结果与实测静压相比误差在允许范围内,令人满意。

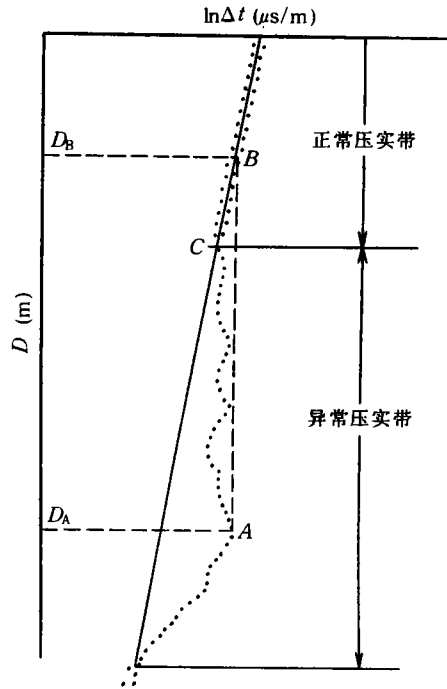


图 1 等效深度法示意图

对于淡水或稍有碱味的地层水静水压力梯度  $G_w = \frac{p_w}{D} = \frac{p_w \cdot D}{D} = \frac{\frac{1g}{cm^3} \cdot m}{m} = 0.1kg \cdot cm^{-2} \cdot m^{-1}$ 。当然地层水压力梯度将随其矿化度的增高而有所增大,例如当地层水矿化度为  $8000 \times 10^{-6}$  时,在  $25^\circ C$  下,它的静水压力梯度为  $0.1074kg \cdot cm^{-2} \cdot m^{-1}$ 。但是采用其理论值 ( $0.1kg \cdot cm^{-2} \cdot m^{-1}$ ) 计算结果在允许误差范围内。

由于正常压力层段的 B 点地层压力梯度  $G_{tB} = G_w = 0.1kg \cdot cm^{-2} \cdot m^{-1}$ , 所以 (9) 式可简化为:

$$p_{tA} = 0.231(D_A - D_B) + 0.1D_B \tag{10}$$

同样地, A 点的地层压力梯度(即流体压力梯度)及破裂梯度为:

$$G_{tA} = p_{tA} / D_A \tag{11}$$

$$\begin{aligned} FG_{tA} &= \frac{1}{3} (G_o + \frac{2p_{tA}}{D_A}) \\ &= \frac{1}{3} (G_o + 2G_{tA}) \end{aligned} \tag{12}$$

由上可以明显看出,异常层段 A 点的地层压力、压力梯度及破裂梯度只取决于 A 点及等效 B 点的深度,这就大大简化了计算过程。

## 2 计算机处理及其应用

根据上述基本原理,用 BASIC 语言系统编制程序(见流程图 2)并采用 RD-GL 绘图仪绘制半对数声波时差与深度趋势图、压力与压力梯度及破裂梯度连线图、分段压力及压力梯度、破裂梯度预测图。各图标定井深及层位,使图件更清晰更美观。

该程序有主菜单和各项运行提示,ucdos 或 213 等汉字环境支持,采用人机对话方式在 AST-386 或 486 微机上操作,同时 IBM-Pc/XT 系列、长城系列兼容。绘图机指令以“字符”的形式由 BASIC 语言送入绘图机接口,驱动绘图机绘图,该软件操作简便,图件美观清晰,可建立每口井数据文件,易于管理和检索。计算方法简便且易于理解,只要稍加培训,一般有关专业人

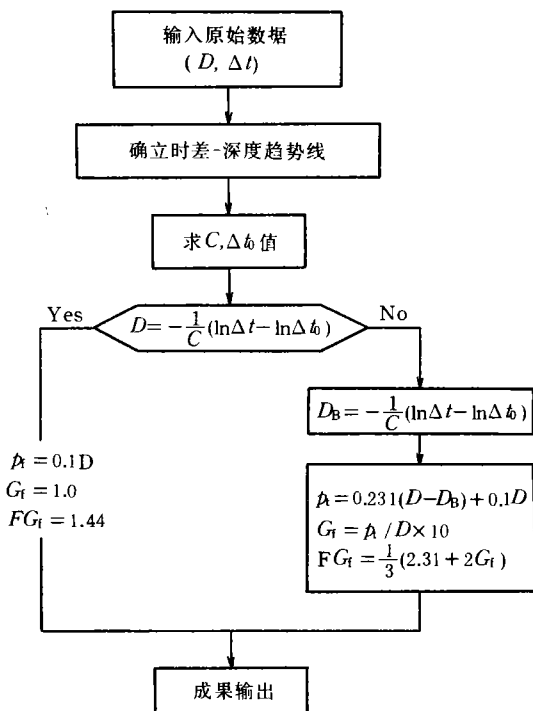


图 2 估算地层压力的简易流程图

员均可操作。

利用泥岩声波时差估算地层压力方法是比较简单的,关键在于时差曲线有好的质量和取准时差值。声波测井虽然代表性强、可比性强,但其仍受到井径、纯度、厚度等因素的影响,经验证实泥岩时差的取值应遵循下列几项基本原则:

(1)尽量选取纯的泥岩井段,其测井曲线表现为自然电位无异常、低电阻率和高自然伽玛等特征,可参照录井图和数字处理成果图中岩性分析来判定。

(2)选取一定厚度的泥岩,厚度一般应大于 2m,薄层泥岩时差曲线为尖峰状,读值不可靠。

(3)实际井径变化不能太大, $d_{实}$  与  $d_{钻}$  差值不应超过 5cm,井径过大或过小时差曲线不能真实地反映地层压实状况。

(4)在时差曲线上取值时应读平直段数值。在此基础上尽可能加密取点读数,以消除读数误差。砂岩与泥岩时差相差较大,砂岩比泥岩小得多且不稳定。在某些层段确实没有纯泥岩又需取值时应进行含砂校正,根据赵焕新等人的研究认为:含砂岩每增加 10%,其时差读值相应增加  $10\mu\text{s}/\text{m}$ 。

除上述原则外,对斜井还应进行垂直校正。由此所得出的计算结果可信度高,具有普遍性和真实性。

本项技术在大港油田的长芦地区及张东地区已得到应用,计算结果与实测静压相比,压力系数相对误差小于 10%,证实了该方法的可行性。在绘制出单井压力预测剖面基础上,结合有关测压资料总结出平剖面地层压力的分布规律及变化趋势,从而为本区或同类地区钻井液设计、试油动态分析、油田开发及工艺措施方面提供了系统的地层压力依据。

近代井眼补偿声波测井信号,可以记录在数字磁带上,可直接用计算机处理估算地层压力,这样扩大了声波测井资料的地质应用范围。

本文在撰写过程中得到赵焕新、白宝慧等先生的指导,在此一并表示感谢。

(收稿日期:1994 年 12 月 26 日)

### 参 考 文 献

- 1 陈永生. 用测井资料计算孔隙压力的方法. 国外测井技术, 1987, 2: 30~35
- 2 焦翠华, 冯启宁. 电阻率测井和密度测井是估算流体压力的关键. 测井译丛, 1986, 2: 38~43
- 3 王勋等. 由随钻自然伽玛测井曲线确定孔隙压力. 测井译丛, 1985, 4: 38~43

(下转 154 页)

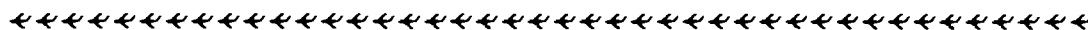
## POTENTIAL OIL/GAS PROVINCES IN THE TARIM BASIN—TECTONIC WEDGES

Fan Xiaolin

*(Central Laboratory of Petroleum Geology, MGMR, Wuxi 214151)*

### Abstract

In the interior of the Tarim Basin, due to the influences of orogeneses (deformation) in different geologic ages, tectonic wedges occurred in the anticline zones, on one or both sides of a normal unit (tectonic fold—uplift) adjacent to the areas of hydrocarbon source rocks. These wedges will become the places for the migration, accumulation, trap and pool of oil and gas. It is expected that they will be now domains in the Tarim Basin where future oil/gas survey and exploration, moreover the realisation of a break-through can be based, when there are favourable reservoir, sealing and capping conditions.



(上接 199 页)

## FORMATION PRESSURE ESTIMATED BY INTERVAL TRANSIT TIME OF MUDSTONES

Zhou Lihong    Liu Guofang

*(Research Institute of Geologic Exploration and Development,  
Petroleum Administrative Bureau, Dagang Oilfield, Tianjin 300280)*

### Abstract

One of important jobs in the designing of oilfield drilling is to predict the formation pressure. The paper describes in detail the fundamental principles based on which to estimate formation pressure by applying interval transit time. Meanwhile, the authors compiles technical softwares with the basis of the principles. It is considered that this method is characteristic of a high accuracy, easy operation and profounding significance in the development and application within the oilfield.