

陆相地层渗透性砂层预测方法

陈永波^{*} 潘建国 徐旺林

(中国石油天然气集团公司西北地质研究所)

摘要

陈永波,潘建国,徐旺林. 陆相地层渗透性砂层预测方法. 石油地球物理勘探, 1999, 34(1): 93~98, 118

利用叠后地震数据反演来估算地层的波阻抗,进而估算地层物性参数(密度、孔隙率、泥质含量),这一直是地质学家追求的目标。本文介绍一种CCFY波阻抗反演技术,该技术具有纵、横向分辨率高,解的确定性较好,可反演多种参数(密度、速度、孔隙率)剖面等优点。利用该技术较有效地解决了陕甘宁盆地某地区三叠系长6油组渗透性砂岩识别的难题,其预测地层厚度的符合率达75%以上,为油田开发井位的布置提供了很有用的参考资料。

主题词 CCFY 波阻抗反演 物性参数预测 密度 孔隙率 渗透率 泥质含量

ABSTRACT

Chen Yongbo, Pan Jianguo and Xu Wanglin. A prediction method for permeable sand bed in land facies formations. *OGP*, 1999, 34(1): 93~98, 118

Post-stack seismic data inversion is conducted to estimate the wave impedance of formation then to calculate geophysical parameters (density, porosity and shale content), which is the purpose of geologists. CCFY wave impedance inversion technique is recommended here. This technique results in high resolution in vertical and lateral directions, stable solution, multiple parameter sections (density, velocity and porosity). This technique has been used to solve a tough problem of ascertaining a permeable sand bed of Chang-6 reservoir group in Triassic system in Shanganning basin. Coincidence of predicted bed thickness is higher than 75%. It can offer very useful data for borehole-site design in oil field development.

Subject heading: CCFY wave impedance inversion, geophysical parameter prediction, density, porosity, permeability, shale content

引言

当前,国内外波阻抗反演技术的发展正方兴未艾,其中比较有特色的反演技术有STRATA、BCI、CCFY等。CCFY全名为井约束条件下的地震动力学反演技术,是西北石油地质研究所科研人员研制开发的。该技术由四个部分组成:①用体积模型法计算年代久、无密度

* Chen Yongbo, Northwest Geology Research Institute, Chengguan District, Lanzhou City, Gansu Province, 730020
本文于1998年3月23日收到,修改稿于同年6月25日收到。

曲线井的密度曲线;②利用密度与速度的乘积建立井点CCFY波阻抗标准模型道,在逐道外推过程中充分继承了地震波动力学特征,应用层序地层学技术建立井间层序约束模型;③用一种较有效的方法将CCFY波阻抗剖面分解成密度剖面和速度剖面;④合成应用。现在此项技术已形成一定规模的处理、解释能力,可用于滚动勘探或开发等不同阶段的油藏描述。

用体积模型法计算老井密度曲线

CCFY波阻抗反演时必须有井的密度曲线和速度曲线,而年代久的井往往没有测量密度曲线,为此我们采用体积模型法计算密度曲线。

原理及计算方法

岩石体积物理模型法就是根据测井方法的探测特性和岩石中各种物质的物性差异,把岩石体积分成几部分,然后研究各部分对岩石宏观物理量的贡献,并把岩石的宏观物理量看成是各部分贡献的总和。因此测井专家可根据目的层段砂岩、泥岩剖面的岩石特征,建立岩石的单位体积模型,单位体积岩石是由砂质(V_s)、泥质(V_{sh})和孔隙(Φ)三部分组成。根据岩石单位体积模型的原理,密度测井的响应方程为

$$\rho = V_s \rho_{ma} + V_{sh} \rho_{sh} + \Phi \rho_f \quad (1)$$

式中: ρ 为密度测量值、 ρ_{ma} 为砂岩骨架的密度值、 ρ_{sh} 为泥岩骨架的密度值、 ρ_f 为孔隙流体的密度值,其单位均为 g/cm^3 。由于

$$V_s = 1 - V_{sh} - \Phi \quad (2)$$

所以式(1)可写成

$$\rho = \rho_{ma} - V_{sh}(\rho_{ma} - \rho_{sh}) - \Phi(\rho_{ma} - \rho_f) \quad (3)$$

显然,若能计算出 V_{sh} 和 Φ ,就可求出 ρ 值。

泥质含量在几乎所有的测井方法中均有响应。如果研究工区目的层段岩石中未发现强异常的重矿物,则采用自然伽马测井计算泥质含量效果最好,其计算公式为

$$V'_{sh} = \frac{GR - G_{min}}{G_{max} - G_{min}} \quad (4)$$

$$V_{sh} = \frac{\alpha^{V'_{sh}\beta} - 1}{\alpha^\beta - 1} \quad (5)$$

式中:GR为自然伽马测井值; V'_{sh} 为自然伽马相对值; G_{max} 、 G_{min} 分别为纯泥岩、纯砂岩的自然伽马测井值; β 为经验系数,新地层取3.7,老地层取2.0; α 为经验常数,一般取2.0; V_{sh} 为最终求得的泥质含量。这样利用式(4)、式(5)即可计算出 V_{sh} 。

另外,也可用自然电位(SP)曲线,使用相应方程计算出 V_{sh} 。

根据单位岩石体积模型,声波时差(AC)的响应方程可表达成

$$\Delta t = V_s \Delta t_{ma} + V_{sh} \Delta t_{sh} + \Phi \Delta t_f \quad (6)$$

式中: Δt 为声波时差的测井值、 Δt_{ma} 为砂岩的声波时差骨架值、 Δt_{sh} 为泥岩的声波时差骨架值、 Δt_f 为孔隙流体的声波时差骨架值,其单位均为 $\mu s/m$ 或 $\mu s/ft$ 。

同样,根据式(2),则式(6)又可写成

物理勘探

$$\Delta t = \Delta t_{\text{ma}} + V_{\text{sh}}(\Delta t_{\text{sh}} - \Delta t_{\text{ma}}) + \Phi(\Delta t_{\text{f}} - \Delta t_{\text{ma}}) \quad (7)$$

若将式(7)写成孔隙率的表达式,则有

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{f}} - \Delta t_{\text{ma}}} - \frac{\Delta t_{\text{sh}} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{f}} - \Delta t_{\text{ma}}} V_{\text{sh}} \quad (8)$$

这样,根据式(3)、式(5)和式(8),就能依次计算出 ρ 、 V_{sh} 和 Φ 。

效果分析

从图1中可明显地看出,体积模型法计算的密度曲线与实测密度曲线吻合较好,而利用回归法统计计算的密度曲线则相差较大,且变化率多受声波时差曲线控制。因此,密度曲线的准确获取为CCFY波阻抗反演打下了良好的基础。

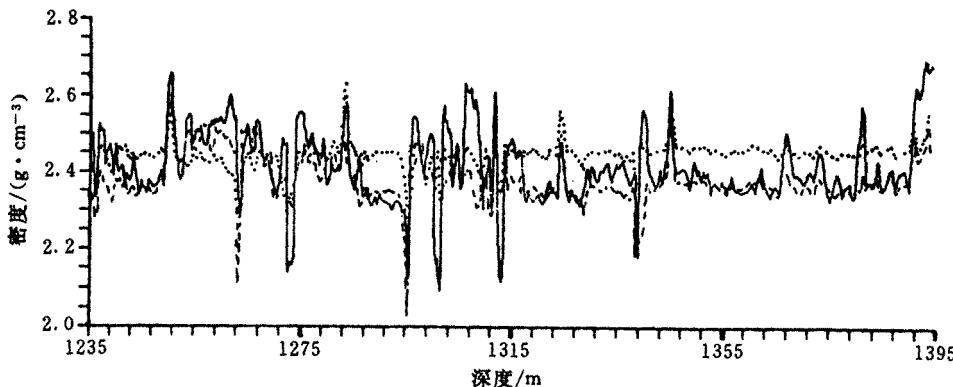


图1 体积模型法(虚线)及回归法(点线)推算的密度曲线与实测(实线)密度曲线的对比

CCFY 波阻抗反演

原理及实现方法

CCFY技术综合利用地震、测井、录井、分析化验、试油等资料,完成储层横向预测等地质任务。CCFY资料的处理通常从测井资料出发,利用密度与速度的乘积来建立地层(薄层)初始波阻抗模型。

设 $S(t)$ 为合成地震记录, $R(t)$ 为反射系数序列, $W(t)$ 为地震子波。根据层状介质的褶积模型有

$$S(t) = R_i * W(t)$$

若令: Z 为波阻抗, ρ 为介质密度, v 为层速度, 则离散反射系数 R_i 为

$$R_i = \frac{\rho_{i+1}v_{i+1} - \rho_i v_i}{\rho_{i+1}v_{i+1} + \rho_i v_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}$$

从井旁道的反演时窗内,提取地震子波的主频 f ,衰减系数 β , 延长时 τ 等参数,拟合一个无任何相位特性假设的反演子波 $W(t)$

$$W(t) = Ce^{-\beta(t-\tau)^2} \sin(2\pi ft)$$

当把合成记录与井旁道相比较,误差能量最小时,即为反演的期望值。

具体实现步骤:用给定的初始波阻抗模型 $Z(t)$ 与提取的实际子波 $W(t)$ 褶积,得到合成记录;将合成记录与井旁道比较来调整当前道的波阻抗模型,使得两者误差能量为最小,其所对

应的波阻抗模型为当前道的波阻抗反演结果,即标准模型道;把该模型道作为相邻道的初始模型,从最初的过程做起,可得到相邻道的波阻抗模型;在逐道外推遇到第二口井时,用该井作验证,使得递推累积误差最小;最后可得到全测线波阻抗剖面。

应用层序地层学建立井间层序约束模型

CCFY 法在井间逐道外推时,常遇到断层、超覆、尖灭等地质现象,应用层序地层学理论可对井间层序体顶、底界面、内部岩性变化、厚度变化等作精细解释,并建立井间层序体约束模型,然后再逐道外推。图2为 CCFY 波阻抗剖面。

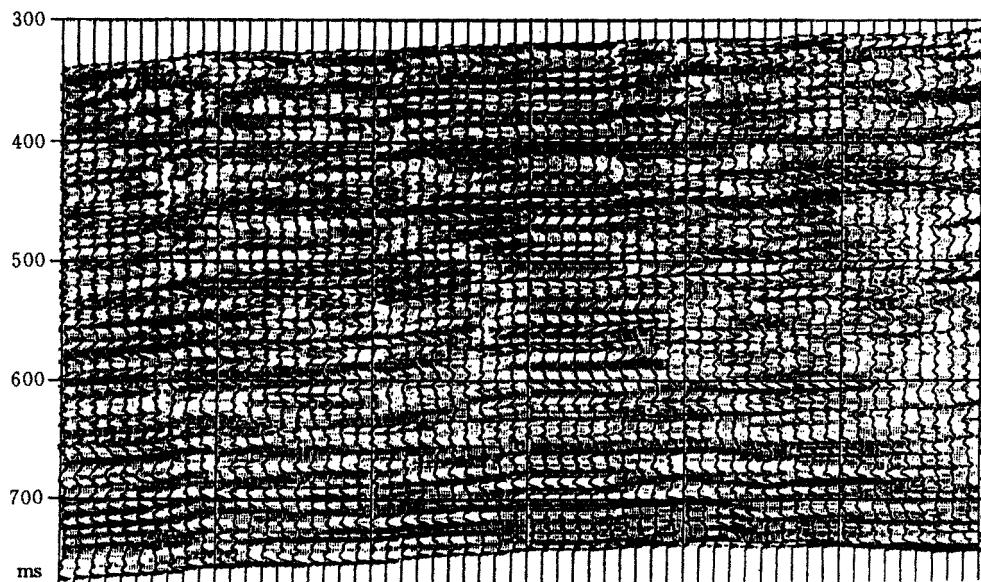


图 2 CCFY 波阻抗剖面

波阻抗剖面分解成密度和速度剖面

原理及实现方法

将测井中的速度(v)与密度(ρ)相乘,得到合成波阻抗

$$Z = \rho v = C \frac{\rho}{\Delta t} \quad (9)$$

式中, $C=10^6$ 。将式(3)、式(7)代入式(9),得到

$$Z = C \frac{\rho_{ma} - V_{sh}(\rho_{ma} - \rho_{sh}) - \Phi(\rho_{ma} - \rho_f)}{\Delta t_{ma} + V_{sh}(\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}) + \Phi(\Delta t_f - \Delta t_{ma})} \quad (10)$$

这里我们定义模型向量 $n=(\Phi, V_{sh})^T$,其中 Φ 、 V_{sh} 分别为孔隙率与泥质含量。

显然,所求问题的另一种表述即为:寻找向量 n ,使得合成波阻抗与反演波阻抗之间的残差在 L_p 模意义下达到最小,即

$$Q(n) = \|Z - Z'\|_p \rightarrow \min \quad (11)$$

式中: $Z=Z(n)$ 为用 Φ 、 V_{sh} 合成的波阻抗; Z' 为用 CCFY 反演的波阻抗; $\|\cdot\|_p$ 为 L_p 模。很明显,由这一个方程求 Φ 与 V_{sh} 两个变量,问题当然是欠定的(Underdetermined)。因此,必须对其进行必要的(距离)约束。

如图3所示,设真解在 $Q(\Phi_r, V_{sh})$ 点,初值与真解的距离为 R ,其集合显然是一个以 Q 为圆心, R 为半径的圆。设其中的某点为 $A(\Phi_i, V_{sh})$,则最短距离解为离目标函数低值线距离最近点(L_p 模最小),即 A 到低值线的投影 B 点,显然 $BQ \leqslant AQ = R$,所以反演解的初值更接近真解了。

具体实现过程中,要用下列公式

$$Q(n) = (1 - W) \left\| \frac{Z - Z'}{Z'} \right\|_p + W \left\| \frac{D}{D_0} \right\|_p \rightarrow \min$$

式中: $D_0 = \sqrt{\Phi_0^2 + V_{sh0}^2}$; $D = \sqrt{(\Phi - \Phi_0)^2 + (V_{sh} - V_{sh0})^2}$; (Φ_0, V_{sh0}) 为初值点; W 为权系数。在反演出 Φ 与 V_{sh} 后,可用式(3)和式(7)合成 ρ 与 v 。

效果分析

从图4可明显看出,用上述分离方法分解出的密度曲线与实测的密度曲线吻合较好,而用图板法(ρ - Z)求得的密度曲线则相差较大。用CCFY法分解出的 ρ 、 v 有如下特点:

- (1) ρ 与 v 均具有各自的独立性;
- (2) ρ 与 v 是真正不同于波阻抗的两种物性参数。

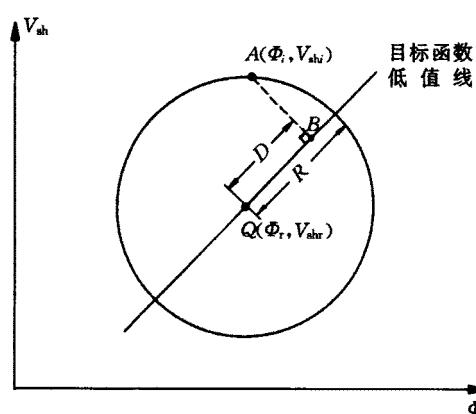


图3 最短距离解的示意图

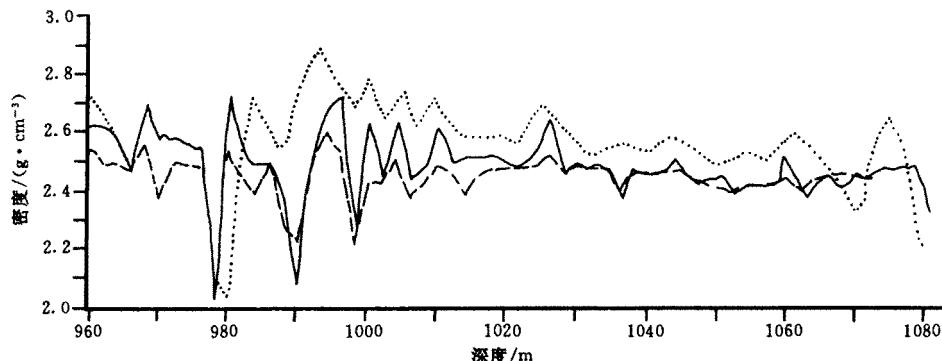


图4 分解法(虚线)和图板法(点线)求取的密度曲线与实测(实线)密度曲线的对比图

应用实例

陕甘宁盆地某区域构造为一倾角不足 1° 的西倾大单斜,其油藏类型为低孔、低渗岩性油气藏,主要产油层为三叠系长6油组,储层以三角洲前缘相的渗透性砂岩为主。因此,查清长6油组渗透性砂岩横向分布的几何形态和范围是提高长6油组油气产能的关键。

针对这一地质目标,我们首先从已知井出发,将长6油组的岩性划分为四大类,即致密砂岩、渗透性砂岩、砂—泥岩互层、泥岩。利用曲线分布图对四种岩性进行岩性—地球物理特征统计分析,认为用波阻抗、速度两个参数无法判别这四种岩性,而用密度参数可将渗透性砂岩从

其它三种岩性中区分出来。渗透性砂岩的密度值范围是 $2.45\sim2.51\text{g}/\text{cm}^3$,致密砂岩的密度值在 $2.51\sim2.58\text{g}/\text{cm}^3$ 之间,砂—泥岩互层和泥岩的密度值均大于 $2.58\text{g}/\text{cm}^3$ 。可见,渗透性砂岩与其它三种岩性相比,其密度值没有交叉。因此,密度参数是识别该区渗透性砂岩的重要参数。

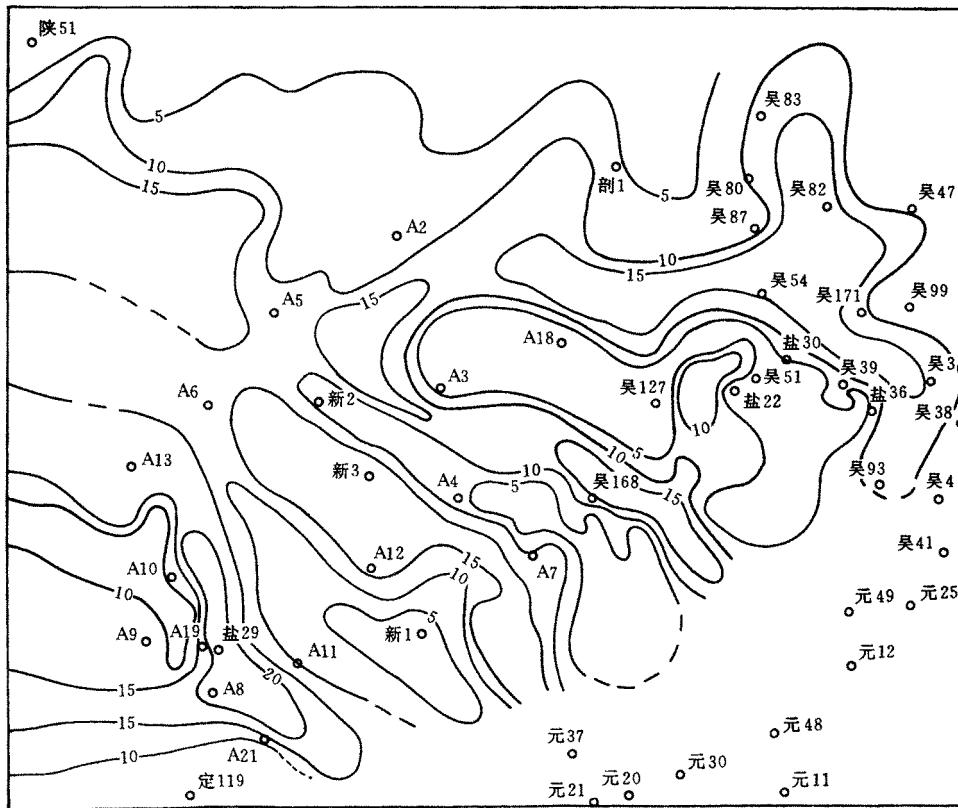


图 5 陕甘宁盆地某地区长6油组渗透性砂岩厚度平面图

根据地质任务的要求,我们采用CCFY技术,并按以下步骤对储层作精细描述。

(1) 对年代久、无密度曲线的老井用体积模型法计算密度曲线。

(2) 先对叠加剖面进行“三高”处理,然后进行CCFY反演。

(3) 用本文方法从波阻抗剖面中分离出密度和速度剖面,然后用密度剖面来识别三叠系长6油组的渗透性砂岩。

(4) 用CCFY密度剖面对渗透性砂岩进行解释,将每个CDP的渗透性砂岩厚度累加起来,编制出渗透性砂岩厚度平面分布图。

图5为长6油组渗透性砂岩(厚度)平面分布图,渗透性砂岩厚度大于10m的地区被认为是储层有利区。从区域地质资料分析结果看,工区南部长7油组为主要生油层。如果油气生储配置关系好,沉积相带有利,即三角洲前缘相渗透性砂岩厚度大,则能形成可观的油气藏。

依据上述渗透性砂岩(厚度)平面分布图,并结合其它有关方面资料,采用地质类比法,对整个工区进行了分级评估,其中Ⅰ类为钻井优选区,Ⅱ类为近期勘探目标区,Ⅲ类为远景区,为油田不同阶段的勘探开发部署提供了有力依据。

(下转第118页)