

文章编号: 1009-3850(2002)04-0084-08

# 河流相储层综合预测方法探索

沈 杨

(胜利油田有限公司 东辛采油厂, 山东 东营 257094)

摘要: 本文以储层横向预测的研究内容为线索, 从储层追踪、储层特征参数的提取与结构重建等方面入手, 针对河流相储层薄、变化快且泥质干扰严重等特点, 在立足于综合研究的基础上, 特别注重波阻抗技术、地质统计学、多元统计等在河流相储层预测中的作用。目前, 利用波阻抗剖面, 采用钻井标定色标的办法, 进行储层追踪是描述储层宏观特性的有利手段。虽测井信息与地震信息就其采样的储集空间来说处于两个极端, 但应用统计学方法, 如多元统计、地质统计学等, 可以把这两种处于两个极端的信息综合起来。其具体实现是依据岩心、测井, 参照井间地震建立储层变化模型, 并借助于这一模型用合适的统计方法将这些不同分辨尺度的信息有机地融合在一起。

关键词: 多元回归; 地质统计学; 预测方法; 河流相储层

中图分类号: TE121.3

文献标识码: A

## 1 前 言

河流相储层是我国渤海湾地区广泛发育的储集类型, 岩性纵向和横向变化大、连续性差是其主要特点。由于受水动力条件的制约, 在河流相地层中广泛发育砂泥混杂相和砂泥交互层, 储层不但薄且往往叠合或交叉。因此, 在这种地区进行储层横向预测不但技术水平要求高而且方法受限, 特别是在储层边界圈定、井间内插和外推作定量解释等方面困难更大。而目前河流相储层的预测, 不仅是油气田开发中至关重要的问题, 也是中国东部各油田“增储上产”有力手段之一, 它直接关系到井位的部署以及滚动勘探开发工作的成败。因此进行河流相储层预测方法研究, 其意义非常重大。

## 2 储层的标定

河流相地层地震剖面上的同相轴与砂层组一般没有很好的对应关系, 为搞好储层的标定, 则必须采用自然伽玛曲线、电阻率曲线、密度曲线、声波时差

曲线、层速度曲线、岩性剖面、地震合成记录和地震剖面综合对比法, 将等时的深度序列同时显示在合成记录上, 并加密深度显示间隔, 一般每10m显示一个深度值。由于合成地震记录具有波形和地层的对应关系, 而层速度积分曲线和声波积分曲线具有深度与时间的对应关系, 因此这种方法类似于VSP的桥式标定, 既有深度-时间对应关系, 又有波形的变化显示, 从而可实现深-时域的直接对比<sup>[1,2]</sup> (石油物探情报协作组, 石油物探新技术调研与述评, 1992, 内部资料)。用该综合方法进行储层标定, 可大大提高其精度。但由于河流相储层常常以砂泥互层的形式存在, 在砂岩集中段内, 砂层与砂层之间往往被薄的泥岩层所分割, 目的层的某一同相轴常常不能代表某一砂层组的反射, 在大套储层标定后, 有必要用去砂实验法来证实同相轴是否真实代表某砂层组的反射。该方法大致分三大步: 第一, 进行小层对比, 确定砂岩位置; 第二, 编辑砂层组的砂岩声波值, 使其与该砂组围岩(泥岩)速度相当; 第三, 制作合成记录, 并考察合成记录上与砂层组对应的同相轴的特

征,如果该同相轴消失或发生变化,则证明本同相轴是该砂层组的反射,否则不是。

值得指出的是,由于地震分辨率的限制,地震反射层位与砂层组不是绝对的一一对应关系,而是一种相对关系。通过研究表明:(1)当两个砂组砂岩集中段间的泥岩具有一定厚度(在2000m深处约为8m左右),且砂岩集中段分布较均匀时,地震相位、砂岩集中段与砂层组才有很好的对应关系;(2)当两个砂组砂岩集中段间的泥岩较薄时,这两个砂组的砂岩集中段将不能很好地被分辨开,只能产生一个同相轴,地震相位与砂层组无一一一对应关系;(3)当砂层组缺失或尖灭,相应的地震反射相位会消失或发生变化。

### 3 储层的追踪

储层追踪是宏观描述储层的一个重要环节,只有准确地追踪储层,才能符合实际地描述储层的形态、厚度和长度。常规地震剖面对解释储层存在以下几点缺陷:(1)地震剖面上波形的变化是岩性界面的特征表现,与界面两侧的声阻抗差异有关,反映的是物理界面(或反射系数)的变化,而不完全是砂层顶、底界面的变化;(2)由于地震剖面是子波与反射系数的褶积,因此地震剖面上的波形的胖瘦与子波主瓣的胖瘦相一致,而与砂层的厚薄无一一一对应关系;(3)对于单砂体的尖灭或缺失,地震剖面上的波形不一定产生明显的变化。因此,用常规地震剖面不适于储层的追踪。

#### 3.1 波阻抗反演

当今,随着计算机技术的发展,油气藏勘探和开发工作的深入,各种反演技术已相继问世,波阻抗技术已越来越多地应用于探索储层、解释岩性。通过地震反演,常规界面型反射剖面就转换成岩层型测井剖面,使地震资料能与钻井资料直接连接对比<sup>[3]</sup>,因此追踪储层最好用波阻抗剖面。

目前,波阻抗反演大体上可分为叠前资料反演(AVO反演)和叠后资料反演两大类,其中以基于正演模型的叠后资料反演较流行。基于正演模型的叠后资料反演方法就是反复修正岩层的结构、速度和密度,不断做合成记录,与实际地震记录进行对比,直到二者误差在给定的界定内为止,这时的岩层速度和密度曲线就是反演结果<sup>[4]</sup>。

三维测井约束反演是目前能获取较高综合分辨率的流行使用的反演方法,也是适合油田储层研究工作的一种有效手段,其实质就是按地震剖面的层

位解释,把声波(密度)测井沿层位横向外推或内插。外推的同时可按层位的厚薄变化,对测井曲线进行拉伸或压缩,其纵向分辨率是由测井资料进行约束,横向分辨率是由构造解释的精细程度决定的。为保证测井能以较高的分辨能力去约束地震反演,地震道采样率应通过精细内插把采样率由通常的4ms或2ms加密到1ms,甚至更小。加密地震采样虽没有给地震道增加任何新信息,但能增强测井与地震的匹配效果,使得测井资料按地震采样率重新采样后尽可能少地丢失薄层信息,从而给地震反演提供一个高分辨的约束条件。一般测井约束反演的分辨率是常规反演的3~4倍。

#### 3.2 层替换技术

值得注意的是,测井约束反演是以测井为标准,测井曲线的正确与否,直接关系到反演工作的成败。但由于声波测井探测深度一般只有7~10cm,密度测井最大也不过16cm,因此它们的抗井孔环境干扰能力弱,特别在有井壁垮塌或有泥饼的井段,所测的曲线常常不能完全正确地反映原状地层特征,甚至根本不正确。用这样的测井曲线作约束条件肯定会失败。为克服声波和密度测井抗环境干扰能力的不足,有必要采用层替换技术进行测井曲线校正。如:电阻率测井因探测深度大,一般可达几十厘米,因此其抗井孔环境干扰能力较声波测井强,常常被作为声波测井环境校正层替换的对象。目前,用电阻率替换声波有阿奇-维利(Archie-Wyllie)方程法、法斯特(Faust)公式法和统计法3种方法。通过研究发现,在河流相地层中,因储层在纵、横向变化较快,稳定性差,分割性强,用前两种方法作层替换常常得不到满意的结果,而统计法往往能弥补它们的不足。下面就以统计法为例来叙述用电阻率、自然伽玛等替换声波的具体实现过程。

目前,统计法层替换主要包含两种类型——交会图法和多元回归法<sup>[5]</sup>。交会图法是一种单因素的统计方法,具体做法如下:先选取不受井孔影响的测井段,然后利用声波时差与电阻率或其它测井曲线的交会图求出计算声波时差的经验公式,最后应用该经验公式计算声波时差,从而实现层替换。然而,在特定的地层中,如在砂泥交互的辫状河沉积相中和在粘土和盐度含量差异较大的地区,测井曲线不但受井孔环境的影响,而且还受流体因素的作用,从而导致同一储层参数常常受多种地层因素控制。因而用单一因素进行层替换仍存在一定的局限。

多元回归分析是处理一个变量与多个变量之间

具有相关关系的统计分析方法,它的优点在于:从变量间的统计关系出发,既可考虑井孔环境的干扰,又可注重流体因素作用,从而能弥补交会图法的不足。其具体实现步骤如下:①选取一段或几段不受井孔环境影响的井段;②用因子分析法对所有的测井曲线进行主成分优选;③利用多元回归法求取计算时差的经验公式;④利用经验公式求取声波时差。

图1展示了用多元回归方法对永116井进行层

替换的一个实例。根据该井的地层对比,可以确定在井段为2057~2061m处应为一砂层,图中的自然伽玛和电阻率曲线特征也表明这一点,而其声波和密度测井的响应却十分不明显(图1A)。图1B是用自然伽玛与电阻率测井,采用多元回归方法对该井段的声波和密度测井进行层替换处理后的结果,应用处理后的声波和密度测井作约束条件进行反演,取得了良好的效果。

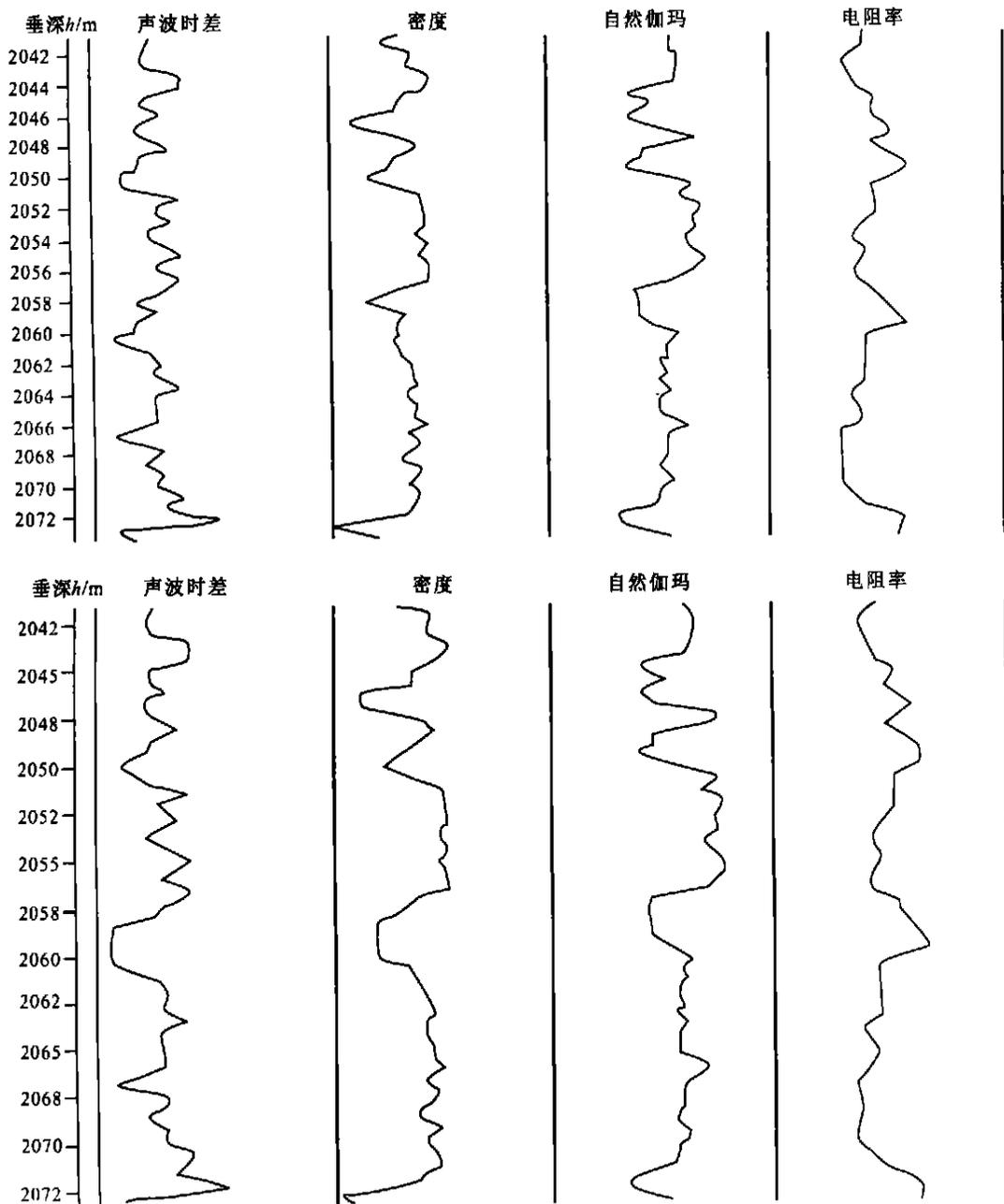


图1 新立村油田永116井层替换对比图

A. 层替换前 B. 层替换后

Fig. 1 Correlation of the Yong-116 well reservoirs in the Xinlicun Oil Field

A. Before the substitution of the sandstone reservoirs B. After the substitution of the sandstone reservoirs

### 3.3 储层的追踪

有了波阻抗剖面,就可以进行储层的追踪。储层的追踪按储层厚薄程度,可以分为以下几种情况:

#### 1. 储层厚度大于 $1/4$ 波长时,直接解释

通过测井约束反演,界面型地震剖面已转化为岩层型测井剖面。当砂岩厚度大于剖面的分辨厚度,即大于  $1/4$  波长时,岩层型测井剖面上的高速层(波峰)或低速层(波谷)的宽度,就是储层厚度;峰与谷之间斜波上的拐点是岩层之间的分界面,相邻两拐点之间的间隔就是岩层的厚度。因此追踪储层所在位置的顶底峰与谷之间斜波上的拐点,就可以追踪储层。

#### 2. 当储层厚度小于 $1/4$ 波长时,用色标或反射波特征点法进行解释

当砂岩厚度小于剖面的分辨厚度,即小于  $1/4$  波长时,岩层型测井剖面上的高速层(波峰)或低速层(波谷)的宽度比实际的储层厚度要大,而速度的摆动幅度要比实际的小,且其幅度缩小的程度同厚度有关。因此根据薄层地震响应原理,应用反射波特征点法就可以获得储层厚度,从而可实现储层的追踪。但这种方法既费事,又费时,且使用起来也不方便。随着计算机可视化程度的提高,色标解释已广泛地应用于储层研究,该方法的优点在于:借助于构造解释平台,可直接追踪薄层。其具体实现过程如下:①对反演成果数据体进行动态范围扩充处理;②把处理后的反演数据体加载到解释平台中;③利用钻井厚度对色标进行标定;④解释薄层。

#### 3. 薄互层的追踪

利用反演剖面进行薄互层的追踪仍是目前储层追踪的难点。当薄储层位于峰与谷之间斜波上时,可以用钻井标定色标的办法进行薄储层解释,但是在远离井孔以后,其可信度将有所降低,甚至变得不可信,这时必须借助于地质统计学模拟,将钻井、地震结合起来综合确定薄互层的边界和厚度。

## 4 储层特征参数的提取

### 4.1 厚度估算

在油气田勘探开发中,进行储层厚度解释的传统方法是通过井间对比和内插实现的。然而,在河流相沉积的地层中,砂岩和泥岩交互严重,储层在纵横向变化较大,且大多呈指状交叉。因此,用传统方法进行储层厚度预测显然还存在一定的缺陷,特别在新探区更是如此。再加上河流相储层厚度一般较薄,且大多在地震分辨率以下,直接用地震资料解释

也是比较困难的。从前述中可以看出,波阻抗剖面仍是确定河流相储层厚度的基础,用钻井标定其色标进行解释是其技术关键。利用波阻抗剖面,在解释平台上,按上述方法追踪储层的顶底构造,经时深转换,就可以获得储层顶底构造图,进而用钻井资料进行刻度,就可以得到储层平面分布等厚图。其中变速成图和色标解释校正是其关键技术。

#### 1. 变速成图

为提高储层形态预测精度,准确地估算储层,有必要充分地利用测井、钻井和地震速度建立三维速度场,力求更准确地实现时深转换。其建立三维速度场的具体过程如下:

(1) 采用三维克立格技术对叠加速度场进行平滑处理;

(2) 对平滑后的叠加速度场进行倾角校正(经叠前 DMO 处理不作此步);

(3) 对经过倾角校正的叠加速度场进行相位校正(经叠前零相位化子波处理不作此步);

(4) 高次项校正;

(5) 进行均方根速度场—层速度场—平均速度场的转换;

(6) 收集工区内声波测井、地震测井、VSP 测井资料;

(7) 用地质统计学中的模拟技术综合所有资料重建平均速度场。

#### 2. 色标解释校正

在河流相沉积的地层中,因储层厚度较薄,用波阻抗剖面进行储层解释,一般都采用钻井标定色标这种办法进行解释。但用色标解释,常常会产生系统误差,特别在多井情况下,这种现象更为明显,再加上时深转换中的速度影响,使解释厚度同钻井厚度存在一定差异,因此要进行厚度校正。其校正方法是:以钻井厚度为纵坐标,以解释厚度为横坐标,作交会图;用线性回归法确定钻井厚度与解释厚度的关系方程;最后用该方程来校正预测厚度。值得提及的是,在交会图中,其散点分布,应是一条很窄的长形带,如果不是这样,就应该分析其原因。产生这种现象原因包括:反演约束条件不正确;钻井标定色标解释有误;时深转换不准。找出问题后,进行必要的修正,直到交会图中的散点分布符合实际情况为止。

### 4.2 孔隙度预测

孔隙度是储层特征参数中最重要的参数之一,从目前的预测手段来看,孔隙度预测比岩性预测更

为困难。由于河流相地层属碎屑岩沉积,因此早期预测方法主要用时间平均方程。但时间平均方程仅适用于具有均匀分布的小孔隙的固结纯地层,当地层含泥质或孔隙较大(30%以上)时,求得的孔隙度偏大,并且对未胶结的和没有充分压实的地层,估算的结果也偏高。而河流相储层,特别是辫状河沉积,往往属多物源快速沉积,砂泥混杂,泥质含量一般变化急剧,这势必严重影响了基于时间平均方程的孔隙度预测精度,特别对未固结的非纯净砂岩,这种影响会变得更大。

鉴于时间平均方程的缺陷,目前孔隙度估算方法特别强调综合研究,极其注重泥质、压实影响。针对河流相储层的特点,下面将介绍两种孔隙度预测方法。

### 1. 波阻抗-孔隙度方程法

用波阻抗估算孔隙度是孔隙度预测的一种确定性方法<sup>9</sup>。该方法的优点在于,既含有时差(层速度)信息,又包含有密度信息。因此,用波阻抗估算孔隙度要比单独用时差或密度计算孔隙度更为精确。

波阻抗-孔隙度方程为:

$$\rho_v = \frac{\phi \rho_f + (1 - \phi - M) \rho_m + M \rho_{sh}}{\phi \Delta t_f + (1 - \phi - M) \Delta t_m + M \Delta t_{sh}}$$

对该方程进行变换可得到孔隙度预测方程为:

$$\phi = \frac{(1 - M)(\rho_m - \rho_v \Delta t_m) + M(\rho_{sh} - \rho_v \Delta t_{sh})}{\rho_v(\Delta t_f - \Delta t_s) - (\rho_f - \rho_s)}$$

其中:  $M$ —泥质含量(%);

$\Delta t_{sh}$ —泥岩时差( $\mu s/m$ );

$\Delta t_f$ —孔隙中的流体时差( $\mu s/m$ );

$\Delta t_m$ —岩石基质时差;

$\Delta t_s$ —纯砂岩时差;

$\rho$ —观测密度;

$\rho_m$ —岩石基质密度,砂岩为:  $2.65 g/cm^3$ ;

$\rho_f$ —流体密度,水  $\rho_f = 1.07 g/cm^3$ ,油  $\rho_f = 0.85 g/cm^3$ ,气  $\rho_f = 0.00072 g/cm^3$ 。

用该公式预测孔隙度的影响因素有:

(1) 解释员对井下地层的泥质分布形式未必清楚,实际大多情况并不了解,对泥质含量的影响很难做到足够准确;

(2) 压实校正多数是根据统计经验公式进行的,校正系数的偏差影响到求解精度;

(3) 油气分布对孔隙度也有影响。

因此用该方法预测孔隙度在提取所需参数时,必须做好泥质(特别是结构泥质)校正、流体校正和

压实校正。其中,泥质校正是最主要的。可是对测井泥质含量的计算,至今没有一种真正有效的计算方法可以满足定量解释的需要,用于解释模型中的泥质特征参数,如泥质电阻率、多种泥质骨架参数等,经常需要借助临近泥岩的平均特征数值;并且模型设计也过于强调泥质或粘土局部特性的分析,忽略了泥质砂岩宏观导电特性,削弱了甚至掩盖了模型本身的地质意义,从而影响了泥质含量的计算精度。生产中,为保证泥质含量的准确求取,一般多采用多种方法同时计算,并用岩心资料进行检测,并取得其误差最小者。

### 2. 统计法孔隙度估算

随着勘探开发工作的深入,已钻井数目在日益增加,利用交会图或多元回归的方法进行孔隙度的预测已成为统计法孔隙度估算方法的主流。目前,应用交会图法进行孔隙度的预测主要有3种:其一是应用声波时差(层速度)与孔隙度交会;其二是应用波阻抗与孔隙度交会;其三是应用密度与岩心孔隙度交会。但由于这3种交会方法所用参数的原始测量条件存在差异,如:声波时差是在井孔污染条件下测得的,地震波是在原状地层状态下传播获得的,而密度资料是通过分析化验确定的,因此其预测精度由低向高为声波时差—波阻抗—密度。在开发区或勘探程度较高的地区,应用密度资料估算孔隙度已是孔隙度预测的主要方法。

在河流相地层中,地质条件复杂,往往速度或时差的变化不能单一地反映孔隙度的变化,还可能与泥质含量、储层厚度、颗粒的大小和分选等因素有关。因此,使用单一信息,借助于交会图进行孔隙度的预测,常常具有一定的局限性和片面性,有时会产生较大的误差,特别在井少、钻井取心不系统的地区,这种影响会更明显。为了弥补用单一信息进行孔隙度预测的不足,目前,用多元统计学的方法进行孔隙度的预测已渐渐用于生产。该方法的优点在于:从地质变量之间的复杂关系出发,找出制约孔隙度变化的其它多个地质变量,通过回归分析明确哪几个变量是主要的,哪几个变量是次要的,哪几个变量是可有可无的,最后,拟合出使用几个重要变量确定孔隙度的函数关系。图2就是采用多元统计的方法进行孔隙度预测的,经后期分析化验资料证实,效果较好。

### 4.3 渗透率预测

渗透率是流体通过岩石能力的量度,表示在不改变原始的岩石骨架情况下,流体流过岩石连通孔

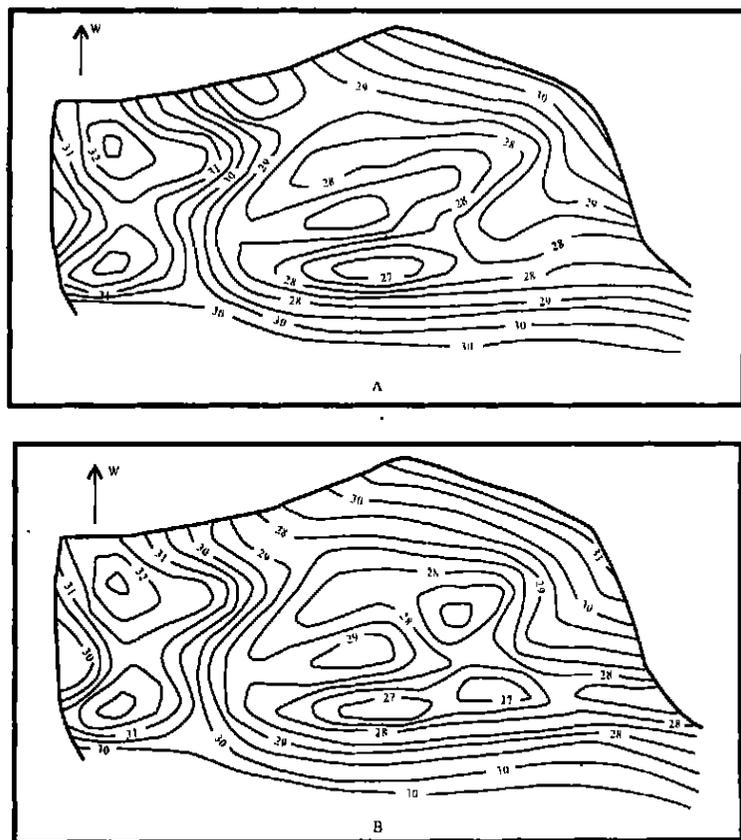


图2 永116区块孔隙度结构重建前(A)、后(B)平面分布图

Fig.2 Plan of the porosity of the Yong-116 Block before (A) and after (B) the reconstruction

隙运动的容易程度。渗透率不仅取决于孔隙度的大小,而且受孔隙结构和孔隙体积制约。河流相储层的渗透率因其储层变化快,连通性差,其纵横向非均质程度较强。目前,无论用测井资料,还是地震资料都无法直接精确求取渗透率。虽RFT测试(重复地层测试,其主要功能是测量地层压力等参数的变化,可以进行套管内流体的取样)中,压降和压力恢复两种测试都能提供渗透率值,但常常只能反映井眼附近流体的运动特点。因此,测井只能提供一种近似平均渗透率。而地震波的反射特性只与界面两侧的声阻抗和反射系数有关,虽声阻抗和反射系数是由介质的声波速度和密度确定,但它与岩石流体特性无直接关系,只能通过间接关系(如孔隙度)较粗略地提供渗透率平面变化趋势。

根据大量的统计资料来看,河流相储层的渗透率是孔隙度和粒度中值的函数,渗透率不但取决于孔隙度的大小,而且与砂岩的粗细有关。由于在河流相地层中,沉积水动力条件的差异大,粗、细砂岩在纵横向分布稳定性较差,因此在河流相地层中预

测孔隙度,有必要采用综合应用岩心分析资料、测井资料和地震资料,并细分单元、细分层系来进行。

### 1. 应用测井资料确定井孔渗透率

(1) 粒度中值的提取。测井上应用自然伽玛相对值计算粒度中值,其计算公式为:  $\lg M_d = C_0 + C_1 \Delta GR$ , 其中:  $\Delta GR$  为自然伽玛相对值,  $C_0$  为所选  $GR_{min}$  相应层段的平均粒度中值  $M_0$  的对数,  $M_0$  相当于该井段以层为单位统计的粒度中值最大值,  $C_1$  由两个边界点的粒度中值确定:  $C_1 = -1.75 - C_0$ 。

通过大量的应用实例统计,应用该公式对曲流河相地层计算结果较好,但对快速沉积的粗相带(如辫状河沉积的近源相带),其效果明显变差<sup>[7]</sup>。

(2) 井孔渗透率的计算。有了粒度中值,即可利用公式计算渗透率:  $\lg K = D_1 + D_2 \lg M_d + D_3 \lg \phi$ , 其中:  $K$  为渗透率,  $M_d$  为粒度中值,  $\phi$  为孔隙度; 式中,  $D_1$ 、 $D_2$ 、 $D_3$  是经验系数,一般取  $D_2 = 1.7$ ,  $D_3 = 7.1$ , 而  $D_1$  与砂岩压实程度、胶结物含量、分选性有关,通常随压实程度的增大而增大,随胶结物含量增加和分选性变差而减小。值得提及的是,公式中  $D_1$  的选择

给解释人员带来困难,错误的选择会导致严重错误。

## 2. 应用地震资料确定渗透率的平面分布

众所周知,地震信息是从原状地层中获得的,其连续性较好。尽管在预测储层特征参数方面,地震信息没有岩心资料和测井资料那样精确,但它能很好地控制井间内插与外推,进而能有利地控制储层空间分布。目前,用地震资料预测储层的渗透率一般分两个过程:第一是对孔隙度的预测;第二是利用井资料建立的孔隙度与渗透率关系式,来估算渗透率的分布<sup>[8,9]</sup>。值得提及的是:在使用预测的孔隙度之前,有必要应用地质统计学的克立格技术,将岩心孔隙度、测井孔隙度和地震孔隙度有机地结合在一起,在空间上进行孔隙度的平滑和校正处理,最后使用平滑和校正后的孔隙度预测渗透率的分布。

从现有的研究实例中可以看出,孔隙度与渗透率有一定的对应关系,渗透率常常随孔隙度的增大而增大。但是在河流相地层中常常出现这种现象,在孔隙度大值区,孔隙度与渗透率具有很好的相关性,反映在交会图上即是点子集中分布且有规律,偏离拟合曲线较小;而在孔隙度小值区,孔隙度与渗透率相关性变差,反映在交会图上,点子较分散,偏离拟合曲线较大。分析其原因可能同泥质含量与压实程度有关,当泥质含量增大,压实程度加强时,其孔隙连通性减弱,从而其孔隙度和渗透率也随之减小,但它们减小的幅度也许有差别,即孔隙度的变化幅度小,渗透率的变化幅度大,从而破坏了这种一致性的对应关系。

## 5 储层参数空间分布结构的重建

上述可以看出,在储层预测中,交会图是连接岩心、测井和地震的纽带。在河流相沉积中,由于水动力条件的约束,沉积物分布常常不稳定,且岩性、岩相变化快,从而交会图上的点子分布往往不太集中,有时很分散。用这种交会图,采用最小平方回归导出的关系式进行储层预测,势必影响其预测精度。因此,对预测后的储层参数有必要用井孔观测数据做进一步校正。但由于井中信息与地震信息的精度就其采样的储集空间来说处于两个极端,在纵、横向上都不匹配。通常,测井与岩心资料在纵向上具有较高的分辨能力,可以精确地确定井孔周围的储层特征;而地震测量结果往往只能提供间接的、低分辨的储层特征信息。但另一方面,这些特征信息不像井资料那样只局限于钻井,它们可以取自整个储集空间<sup>[10,11]</sup>。因此,如何把处于两个极端的储层参数

结合起来,是储层特征参数结构重建的目标。

由于传统的估值方法通常采用反距离加权平均法,只考虑待估点与信息点之间的位置关系,而未考虑其空间的相似性,即储层空间分布的结构特征,因而其不能解决储层参数与观测值在空间上分布不匹配问题,从而也就不能正确地描述储层参数的空间分布规律。地质统计学以变差函数为工具,从随机性和结构性出发,选择各种合适的克立格和模拟方法,用严密的数学工具,把精确但稀疏的钻井、测井资料与粗略但密集采样的地震资料综合在一起,在纵、横向上较准确地重建储层特征分布。该方法的优点在于利用一切可以获得的地震、地质、钻井和测井资料,借助于变差函数这一有力工具,采用模拟技术,将地质、钻井资料与地震资料有机地结合起来,以获取可靠储层空间分布规律。

图2就是采用序贯高斯模拟重建永116区块孔隙度分布的一个实例。其中图2A为结构重建前的孔隙度分布,图2B为重建后的孔隙度分布。从图2可以看到在储层的边缘和无钻井区,孔隙度的估计值较单纯地震或测井资料估算的更接近实际,分布规律的结构性也得到了很好地改善,经井孔数据统计,其相对误差可缩小至6%~12%。

## 6 结 论

- (1) 细分单元,细分层系的情况下,利用测井约束反演可以较准确地追踪河流相储层;
- (2) 井标定色标是解释河流相储层的有效方法之一;
- (3) 在辫状河发育的地区进行储层预测,特别要注重泥质的影响校正;
- (4) 地质统计学为综合多种信息进行储层预测提供了有力的工具;
- (5) 多元统计学是建立储层变化模型的有效手段;
- (6) 在使用测井资料时,不但要考虑井孔的环境干扰,而且还要考虑流体的干扰;
- (7) 目前,在解决薄互层方面仍没有一种满意的方法。

### 参考文献:

- [1] 曲寿利. 技术创新拨动石油物探主弦[J]. 中国石化, 2002, (6): 14-16.
- [2] 马在田, 徐仲达. 石油物探技术的进展[J]. 地球物理学进展, 1993, 8(3): 29-44.

- [3] 刘泽容,等. 油藏描述原理与方法技术[M]. 北京:石油工业出版社, 1993.
- [4] 薛云松,等. 开发地震在T2×1区块储层横向预测中的应用[J]. 石油地球物理勘探, 1999, 34(6): 703-710.
- [5] 熊琦华,纪发华,等. 地质统计学在油藏描述中的应用[J]. 石油大学学报, 1995, 19(1): 115-120.
- [6] 赵旭东. 石油数学地质概论[M]. 北京:石油工业出版社, 1992.
- [7] 德来赛-阿特拉斯公司. 测井与解释技术[M]. 北京:石油工业出版社, 1991.
- [8] 刘雯林. 油气田开发地震技术[M]. 北京:石油工业出版社, 1995.
- [9] 杨勤勇,严建文. 油气田开发地震方法技术情报研究[J]. 地质科技通报, 1998, (10): 35-35.
- [10] 金强,等. 油藏预测[M]. 北京:石油工业出版社, 1995.
- [11] 丁翠平,雷安贵. 岩性油藏预测技术[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(1): 6-9.

## An approach to the prediction of fluvial reservoirs

SHEN Yang

(Shengli Oil Field Cor., Ltd., Dongying 257094, Shandong, China)

**Abstract:** This study is focused on the roles of wave impedance technique, geostatistics and multivariate statistics in the prediction of fluvial reservoirs. At present, the reservoirs tracing by using the drilling color indicators may serve as a powerful tool for the description of the macroscopic features of fluvial reservoirs. Although quite different in well logs and seismic information, they can be synthetically studied with the aid of the above-mentioned statistic methods on the basis of the reservoir models constructed from the cores, well logs and interwell seismic information.

**Key words:** multivariate regression; geostatistics; prediction technique; fluvial reservoirs