

# 基于叠前 AVA 同步反演和地质统计学反演的高分辨率流体预测方法

余振\*<sup>①②</sup> 王彦春<sup>②</sup> 何静<sup>③</sup> 董永苍<sup>④</sup> 刘志伟<sup>②</sup>

(<sup>①</sup>哈里伯顿(中国)能源服务有限公司,北京 100020; <sup>②</sup>中国地质大学(北京)地球物理与信息技术学院,北京 100083; <sup>③</sup>恒泰艾普石油天然气技术服务股份有限公司,北京 100084; <sup>④</sup>青海油田勘探开发研究院地球物理研究中心,甘肃敦煌 736200)

余振,王彦春,何静,董永苍,刘志伟. 基于叠前 AVA 同步反演和地质统计学反演的高分辨率流体预测方法. 石油地球物理勘探, 2014, 49(3): 551-560.

**摘要** 针对薄层流体的精细预测问题,提出一种高分辨率流体预测方法。该方法在进行叠前 AVA 同步反演的基础上,同时对含水饱和度进行带岩性遮挡的地质统计学反演,然后将两者的结果进行交会,根据流体的门槛值在交会图中选择相应的部分,生成最终的高分辨率流体预测结果,可精细预测薄层流体。通过不同宽度泥岩墙的多层水平层状模型试算和实际资料的应用,结果表明:叠前 AVA 同步反演的横向分辨率高、纵向分辨率低;带岩性遮挡的地质统计学反演的纵向分辨率高且有一定的横向分辨率,但横向分辨率不如叠前 AVA 同步反演高;基于两者的高分辨率流体预测方法的纵、横向分辨率都高,对薄层流体的预测效果较好。

**关键词** 高分辨率 流体预测 叠前 AVA 同步反演 岩性遮挡 地质统计学反演

中图分类号:P631 文献标识码:A

## 1 引言

当今油气勘探的主要地质目标已经从简单构造油气藏转向隐蔽性油气藏、复杂构造油气藏和岩性油气藏,这对勘探精度提出了更高的要求<sup>[1]</sup>,薄层流体的精细预测便成为目前油气勘探急需解决的问题。常规的流体预测手段主要以 AVO 技术为基础,包括 AVO 分析<sup>[2]</sup>、叠前 AVA 同步反演<sup>[3]</sup>、弹性阻抗反演<sup>[4]</sup>等多种方法。然而,这些方法一般都基于地震资料进行分析,虽然横向分辨率较高,但是纵向分辨率有限<sup>[5]</sup>,无法对薄层流体进行精细预测,不能满足精确勘探的需要。为此,本文提出了一种高分辨率流体预测方法,即在叠前 AVA 同步反演的基础上,同时对含水饱和度进行带岩性遮挡的地质统计学反演,在纵向上精细预测流体,并将反演结果进行交会,从而得到较高纵、横向分辨率的流体预测结果。

## 2 方法原理

### 2.1 叠前 AVA 同步反演

叠前 AVA 同步反演基于 Aki-Richards 方程,应用约束稀疏脉冲反演的思想对多个(一般取近、中、远三个)角道集数据体进行测井约束下的同步反演,能够同时反演出纵波阻抗、横波阻抗和密度参数<sup>[6]</sup>。其基本步骤为<sup>[7,8]</sup>:

(1)应用约束稀疏脉冲反射系数反演算法,分别求取各个角度下的具有稀疏特性的反射系数,其最小化目标函数为

$$F(r) = \sum_i \sum_j [L_p(r_{ij} + \lambda L_p(S_{ij} - d_{ij}))] \quad (1)$$

式中: $i$ 和 $j$ 分别代表线号和道号; $p$ 和 $q$ 为 $L$ 模因子; $r$ 为反射系数; $S$ 为合成地震记录; $d$ 为原始地震数据; $\lambda$ 为平衡因子。

(2)对上述反演得到的 AVA 反射系数进行加权叠加,以获取弹性参数变化量。对应于每个角度

\* 北京市朝阳区东三环中路 1 号环球金融中心西塔 10 层,100020。Email: a103110yz@126.com

本文于 2012 年 9 月 29 日收到,最终修改稿于 2014 年 4 月 3 日收到。

本研究由国家自然科学基金项目(40874067)资助。

道集,都有一个方程

$$\begin{cases} \omega_{I_p}(\theta_1)\mathbf{r}_{I_p} + \omega_{I_s}(\theta_1)\mathbf{r}_{I_s} + \omega_\rho(\theta_1)\mathbf{r}_\rho = \mathbf{r}_{PP}(\theta_1) \\ \omega_{I_p}(\theta_2)\mathbf{r}_{I_p} + \omega_{I_s}(\theta_2)\mathbf{r}_{I_s} + \omega_\rho(\theta_2)\mathbf{r}_\rho = \mathbf{r}_{PP}(\theta_2) \\ \vdots \\ \omega_{I_p}(\theta_n)\mathbf{r}_{I_p} + \omega_{I_s}(\theta_n)\mathbf{r}_{I_s} + \omega_\rho(\theta_n)\mathbf{r}_\rho = \mathbf{r}_{PP}(\theta_n) \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $\mathbf{r}_{I_p}$ ,  $\mathbf{r}_{I_s}$ ,  $\mathbf{r}_\rho$  分别为纵、横波波阻抗界面反射系数和密度界面反射系数;  $\mathbf{r}_{PP}(\theta_1)$ ,  $\mathbf{r}_{PP}(\theta_2)$ ,  $\dots$ ,  $\mathbf{r}_{PP}(\theta_n)$  分别为不同角度的反射系数;  $n$  为角道集数;  $\omega$  为权重因子,可由 Aki-Richards 方程的系数计算得到。

(3)将弹性参数变化量转换为纵、横波波阻抗和密度的初始估计值。以  $N$  层地质模型为例,对纵波阻抗有

$$\mathbf{r}_{I_p} = \mathbf{D}\mathbf{L}_{I_p} \quad (3)$$

式中:  $\mathbf{r}_{I_p} = [r_{I_p}(0), r_{I_p}(1), \dots, r_{I_p}(N)]^T$ ;  $\mathbf{L}_{I_p} = [L_{I_p}(0), L_{I_p}(1), \dots, L_{I_p}(N)]^T$  为纵波阻抗的对数;  $\mathbf{D}$  为  $N$  行,  $N+1$  列的系数矩阵

$$\mathbf{D} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & -1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 & -1 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4)$$

同理,对于横波阻抗和密度也有

$$\mathbf{r}_{I_s} = \mathbf{D}\mathbf{L}_{I_s} \quad (5)$$

$$\mathbf{r}_\rho = \mathbf{D}\mathbf{L}_\rho \quad (6)$$

此时的初始估计值是不稳定的,要利用由测井资料得到的纵、横波波阻抗和密度的低频趋势信息作为约束条件,对目标函数

$$F(I_p, I_s, \rho, \tau) = \sum_i \sum_j (F_{ij}^{\text{contrast}} + F_{ij}^{\text{seismic}} + F_{ij}^{\text{trend}} + F_{ij}^{\text{spatial}} + F_{ij}^{\text{Gardner}} + F_{ij}^{\text{Mudrock}} + F_{ij}^{\text{time}}) \quad (7)$$

求取一个最小化问题,通过迭代,求得稳定的纵、横波波阻抗和密度数据体。式中:  $F_{ij}^{\text{contrast}}$  为弹性参数差异项;  $F_{ij}^{\text{seismic}}$  为地震残差项;  $F_{ij}^{\text{trend}}$  为低频趋势项;  $F_{ij}^{\text{spatial}}$  为空间约束项;  $F_{ij}^{\text{Gardner}}$  为 Gardner 公式约束项;  $F_{ij}^{\text{Mudrock}}$  为泥岩关系约束项;  $F_{ij}^{\text{time}}$  为时间漂移项。

得到纵、横波波阻抗和密度后,利用各种参数之间的简单关系,可以计算出纵横波速度比  $V_p/V_s$ 、泊松比  $\sigma$ 、体积模量  $K$ 、剪切模量  $\mu$ 、拉梅系数  $\lambda$  等多种能够反映流体性质的参数,然后利用这些参数进行

流体预测。

## 2.2 地质统计学反演

地质统计学反演是将随机模拟的思想引入到地震反演中,用地震数据做约束,用随机模拟算法实现各种参数的精细反演<sup>[9]</sup>。地质统计学反演包括随机模拟和随机反演两个方面,其中随机模拟又包含了序贯高斯模拟、序贯指示模拟等多种模拟方法。这里的地质统计学反演是叠后地质统计学反演。

### 2.2.1 序贯模拟

序贯模拟方法的基本原理就是应用克里金算法对地质变量进行局部估计,由周围已知数据点的值(一般是测井曲线的值)估算任意未知点的值(图1)。常用的简单克里金算法中由已知点的值估算任意未知点的值的公式为

$$Z^*(x_k) = \mu + \sum_{i=1}^n \omega_i [Z(x_i) - \mu] \quad (8)$$

式中:  $Z^*(x_k)$  为任意待求未知点的估计值;  $Z(x_i)$  为周围已知点的值;  $\omega_i$  为周围已知点对所求点的权值;  $n$  为周围已知点的个数;  $\mu$  为所有已知数据的均值。求取权值  $\omega$  的公式为

$$\sum_{j=1}^n \omega_j C(x_j, x_i) = C(x_k, x_i) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (9)$$

式中  $C$  为协方差函数,可以通过变差函数求得。

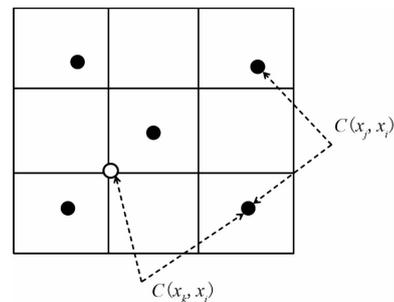


图1 克里金算法示意图

●为已知点,○为未知点

变差函数是地质统计学方法中最常用的衡量储层空间关系的手段,其数学表达式为

$$r(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2 \quad (10)$$

式中:  $h$  为滞后距,就是两点间的距离;  $Z$  为观测值;  $r(h)$  表示滞后距为  $h$  的变差函数值;  $N(h)$  表示距离为  $h$  的数据对数。变差函数与协方差之间的关系式为

$$r(h) = C(0) - C(h) \quad (11)$$

式中  $C(h)$  表示滞后距为  $h$  的协方差值。

序贯高斯模拟的基本步骤为<sup>[10,11]</sup>:

(1) 序贯高斯模拟要求数据呈正态分布。由于在实际应用中已知数据大多数呈非正态分布,因此首先要对所有已知数据进行直方图分析,将数据做正态变换,并得到所有已知数据的均值  $\mu$  和方差  $\sigma^2$ ;

(2) 确定一个随机路径,访问所有待模拟的节点;

(3) 在每个节点处,用克里金算法和变差函数分析,求出协方差函数  $C$  和周围已知数据点对待求点的权值  $\omega$ ,从而得到该节点处的均值  $\mu_k$  和方差  $\sigma_k^2$ ,即

$$\mu_k = \mu + \sum_{i=1}^n \omega_i [Z(x_i) - \mu] \quad (12)$$

$$\sigma_k^2 = \sigma^2 - \sum_{i=1}^n \omega_i C(x_k, x_i) \quad (13)$$

然后建立一个局部概率密度函数,再转化为累积分布函数;

(4) 从累积分布函数中随机获取一个值作为待求节点的模拟值,并将该值加到已知数据中;

(5) 返回步骤(3),直到所有节点都被模拟完为止;

(6) 进行正态反变换,将数据变换到原始空间,从而得到一个模拟实现;

(7) 重新确定一条路径按以上步骤完成另一实现。

序贯指示模拟是另一种随机模拟方法,其与序贯高斯模拟的原理和步骤相似,差别在于两者的估计局部概率分布方法不同。序贯高斯模拟采用简单克里金算法,适用于连续数据,而序贯指示模拟则采用指示克里金算法<sup>[12]</sup>,适用于离散数据,如岩性。由于序贯指示模拟对岩性不能产生一个连续的概率密度函数,因此只能估算每种岩性出现的概率值,然后由这些岩性的概率值综合建立一个累积分布函数。需要注意的是,所有岩性出现的概率值总和应该是 100%<sup>[13]</sup>。序贯模拟将产生多个符合已知条件的等概率体。

### 2.2.2 随机反演

随机反演是在随机模拟的结果中提取反射系数与子波进行褶积,生成合成地震记录,再将合成地震记录与原始地震道对比,如果不满足精度要求,重新

对该道节点进行模拟,直到合成地震记录与原始地震道有很好的匹配为止。选择合成地震记录匹配最好的节点值作为反演结果,直到完成一个等概率体的全部反演,再完成另一个等概率体的反演<sup>[14,15]</sup>。反演结果是随机模拟实现数量相同的等概率体。在进行优选时,最直观、有效的方法是充分了解研究区的地质背景,通过在剖面、平面上对各等概率体进行对比,优选符合地质认识的一个实现或多个实现的平均(或加权平均)作为最终的反演结果。

### 2.3 高分辨率流体预测方法

叠前 AVA 同步反演是利用约束稀疏脉冲反演的思想求取反射系数。稀疏脉冲反演假定地下的强反射系数界面呈稀疏分布,通过从地震道中根据稀疏的原则抽取反射系数,与子波褶积生成合成地震记录,再利用合成地震记录与原始地震道的残差修改反射系数,得到新的反射系数序列,再做合成记录。如此迭代,直至得到一个能最佳逼近地震道的反射系数序列。约束稀疏脉冲反演增加了地质模型和井的约束控制。由于井只是起到约束控制的作用,因此叠前 AVA 同步反演实际上是一种基于地震道的反演方法,反演结果更能反映地震数据本身的空间变化,并且更多地保留了地震数据的原始特征。鉴于这种反演方法受地震频带宽度的限制,并且假设地层的强反射系数呈稀疏分布,只考虑了强反射界面的波阻抗信息,不能反映细节部分,因此叠前 AVA 同步反演的纵向分辨率有限<sup>[16]</sup>。但是由于地震数据在横向上较为密集,能够反映横向上的较小尺度变化,因此叠前 AVA 同步反演的横向分辨率较高。

地质统计学反演首先要进行随机模拟,直接应用井点数据拟合变差函数。由于在纵向上井点数据密集,求取变差函数精度较高,而在横向上可用于拟合的数据点稀少,点距大,拟合出的变差函数不仅精度低,也难以反映井间小尺度的变化<sup>[17]</sup>。利用这种模拟结果提取反射系数与子波进行褶积,生成合成地震记录进行反演,反演结果具有非常高的纵向分辨率,并且由于在随机反演中与地震数据进行过匹配,也具有一定的横向分辨率。但是由于地震数据只在随机反演过程中起约束作用,地质统计学反演的分辨率主要还是受井数据的影响,因此地质统计学反演的横向分辨率不如叠前 AVA 同步反演高。

然而,将地质统计学反演与叠前 AVA 同步反

演相结合,就能够同时获得较高的纵、横向分辨率,从而建立一种高分辨率流体预测方法。该方法在进行叠前AVA同步反演的同时还要对含水饱和度进行带岩性遮挡的地质统计学反演,在反映流体性质的同时,还可避免将反演结果中的低含水饱和度非储层误认为油层,使反演结果更加准确。高分辨率流体预测的思路为:首先,进行岩性的序贯指示模拟加随机反演以得到岩性数据体;再将非储层岩性进行遮挡;随后,进行储层含水饱和度的序贯高斯模拟加随机反演,了解储层内的流体性质;最后,将叠前AVA同步反演的结果和带岩性遮挡的地质统计学反演的结果进行交会,在交会图中根据流体的门槛值选择两种反演结果的“交集”,生成最终的高分辨率流体预测结果。

### 3 理论模型试算

为了说明基于叠前AVA同步反演和地质统计学反演的高分辨率流体预测方法的效果,建立中间含有泥岩墙的多层水平层状模型(图2)进行试算,并对试算结果进行分析。采用波动方程伪谱法进行理论模型正演模拟。

#### 3.1 伪谱法正演模拟

波动方程伪谱法正演模拟由于利用快速傅里叶变换方法计算对空间的偏导数,故计算速度较快。通常采用差分方法计算对时间的偏导数。相对于有

限元和有限差分而言,波动方程伪谱法可使用较大网格步长;相对于有限差分而言,波动方程伪谱法无频散误差,精度高。对于时间导数,可采用二阶精度的中心差分法求解<sup>[18]</sup>。基本公式为

$$\frac{\partial u(t)}{\partial t} = \frac{u(t + \Delta t) - u(t - \Delta t)}{2\Delta t} \quad (14)$$

$$\frac{\partial^2 u(t)}{\partial^2 t} = \frac{u(t + \Delta t) - 2u(t) + u(-\Delta t)}{(\Delta t)^2} \quad (15)$$

式中: $u$ 表示位移; $t$ 表示时间; $\Delta t$ 表示时间间隔。

#### 3.2 模型参数

图2为带泥岩墙的多层水平层状模型参数图。模型起始深度是1600m,层厚度分别为30,10,3m,中间泥岩墙为均匀介质,泥岩墙宽度分别为640,160,40m,水平层状模型参数在泥岩墙两边是相同的。分别对不同泥岩墙宽度的理论模型进行叠前AVA同步反演、带岩性遮挡的地质统计学反演及其结果的交会分析。假设泥岩、含水砂岩和含气砂岩的含水饱和度分别为1,0.8和0.2,根据模型参数可以选取气层的纵横波速度比小于1.712,含水饱和度小于0.55。在泥岩墙两边各建立一口井(well01,well02),然后对理论模型进行试算。

#### 3.3 试算结果

图3为对不同泥岩墙宽度理论模型进行叠前AVA同步反演的纵横波速度比剖面,由图中可见:①在纵向上,可清楚地分辨30m厚的气层,与测井曲线对应很好;基本也能分辨10m厚的气层,与测

| 岩性   | 厚度<br>m |   | 纵波速度<br>m/s | 横波速度<br>m/s | 密度<br>g/cm <sup>3</sup> |
|------|---------|---|-------------|-------------|-------------------------|
| 泥岩   | 30      | 岩性:泥岩<br>厚度:144m<br>纵波速度:5000m/s<br>横波速度:2900m/s<br>密度:2.5g/cm <sup>3</sup> | 3000        | 1730        | 2.200                   |
| 含气砂岩 | 30      |   | 3600        | 2328        | 2.290                   |
| 含水砂岩 | 30      |   | 4200        | 2428        | 2.380                   |
| 泥岩   | 10      |   | 3600        | 2078        | 2.290                   |
| 含气砂岩 | 10      |   | 4200        | 2516        | 2.300                   |
| 含水砂岩 | 10      |   | 4400        | 2546        | 2.410                   |
| 泥岩   | 3       |   | 3800        | 2194        | 2.320                   |
| 含气砂岩 | 3       |   | 4380        | 2574        | 2.407                   |
| 泥岩   | 3       |   | 3850        | 2223        | 2.328                   |
| 含气砂岩 | 3       |   | 4440        | 2614        | 2.416                   |
| 泥岩   | 3       |   | 3900        | 2252        | 2.335                   |
| 含气砂岩 | 3       |   | 4500        | 2654        | 2.425                   |
| 含水砂岩 | 3       |   | 4600        | 2664        | 2.440                   |
| 泥岩   | 3       |   | 4000        | 2310        | 2.350                   |

图2 带泥岩墙的多层水平层状模型参数图

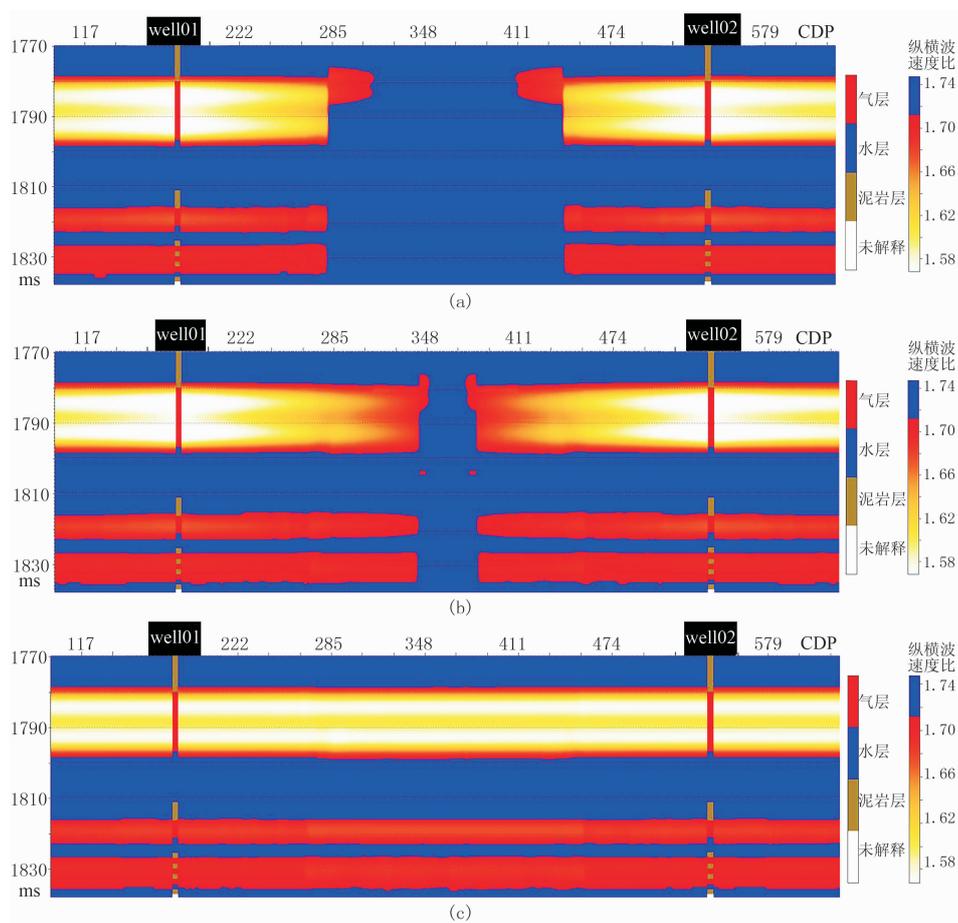


图 3 不同泥岩墙宽度理论模型叠前 AVA 同步反演纵横波速度比剖面

(a)640m; (b)160m; (c)40m

图中纵横波速度比小于 1.712 的区域为气层

井曲线也能对应,但是厚度与测井曲线相比有所差异;完全无法分辨 3m 厚的气层,三层混在一起,反演的气层厚度大于 10m,与测井曲线根本无法对应。

②在横向上,在宽度为 640m 的泥岩墙中除了 30m 厚的气层没有完全断开外,其余较薄的气层均在泥岩墙内完全断开,泥岩墙非常清晰,边界与模型相当吻合(图 3a);在宽度为 160m 的泥岩墙中除了 30m 厚的气层没有完全断开外,10m 厚的气层也仍然依稀可见,分辨效果稍差,但泥岩墙依然清晰,边界也与模型较吻合(图 3b);宽度为 40m 的泥岩墙在反演剖面上没有任何反映,完全不能分辨(图 3c)。

图 4 为不同泥岩墙宽度理论模型带岩性遮挡的地质统计学反演的含水饱和度剖面,由图中可见:①在纵向上,泥岩墙两边的泥岩被准确地遮挡掉,能清楚地分辨 30,10,3m 厚的气层,与测井曲线吻合很好,能很好地分辨薄气层。②在横向上,有效地遮挡了宽度为 640m 的泥岩墙,边界与模型较为吻合,只

有 30m 厚的气层和水层没有完全断开,但是与叠前 AVA 同步反演结果相比,30m 厚的气层剩下的部分更多,分辨效果不如叠前 AVA 同步反演(图 3a);宽度为 160m 的泥岩墙遮挡效果变差,除了 30m 厚的气层和水层没有完全断开外,10m 厚的气层和水层只略微断开,气层剩下的部分也比叠前 AVA 同步反演多,分辨效果较 640m 宽度的泥岩墙差,且远不如叠前 AVA 同步反演(图 3b);完全不能分辨宽度为 40m 的泥岩墙(图 4c)。

图 5 为叠前 AVA 同步反演和带岩性遮挡的地质统计学反演的纵横波速度比—含水饱和度数据体交会图,图中只选用了泥岩墙宽度为 160m 理论模型,其他宽度泥岩墙模型的结果与此类似。

图 6 为带岩性遮挡的地质统计学反演、叠前 AVA 同步反演结果交会剖面,由图中可见:①在纵横波速度比—含水饱和度数据体交会剖面上只剩下两种方法都认为是气层的部分(紫色),更加直观、清

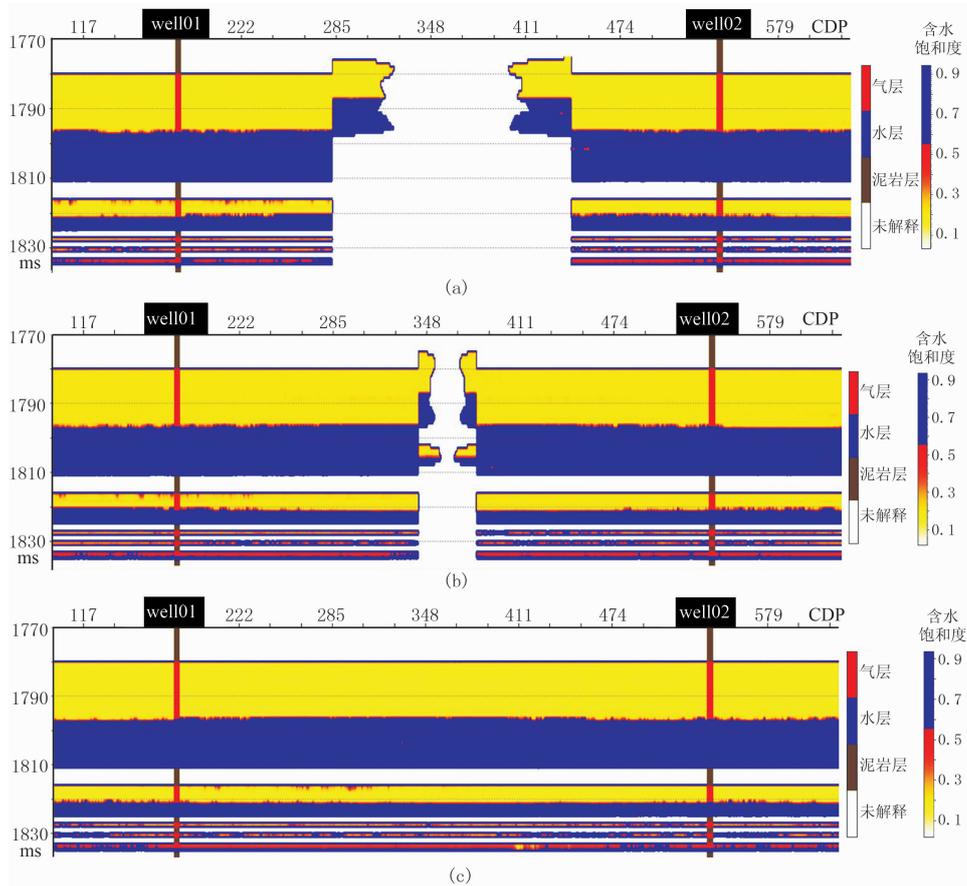


图 4 不同泥岩墙宽度理论模型带岩性遮挡的地质统计学反演含水饱和度剖面

(a)640m; (b)160m; (c)40m

含水饱和度小于 0.55 的区域为气层,蓝色区域为水层

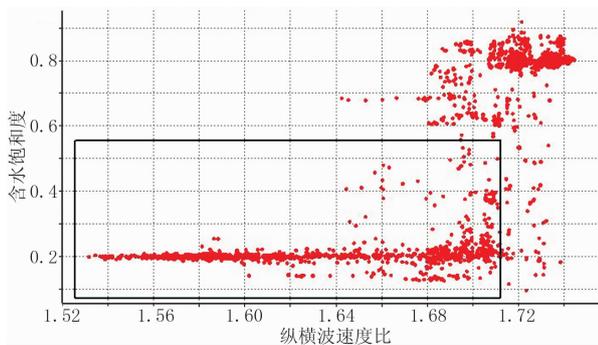


图 5 叠前 AVA 同步反演和带岩性遮挡的地质统计学反演的纵横波速度比—含水饱和度数据交会图

模型为 160m 宽度的泥岩墙理论模型,纵横波速度比小于 1.712、含水饱和度小于 0.55 的区域为气层(黑框范围)

晰。②在纵向上,很清楚地显示了泥岩墙两边不同厚度的气层,与测井曲线吻合较好,消除了叠前 AVA 同步反演中的气层厚度差异、薄气层不能分辨的现象(图 3)。③在横向上,除了 30m 厚的气层响应与模型稍有不符外,基本上能准确地分辨宽度为 640(图 6a),160m(图 6b)的泥岩墙,只是后者

10m 厚的气层仍然依稀可见(图 6b),分辨效果稍差,但较带岩性遮挡的地质统计学反演的分辨效果要好(图 4);由于带岩性遮挡的地质统计学反演(图 4)、叠前 AVA 同步反演结果(图 3)对宽度为 40m 泥岩墙没有任何反映,因此纵横波速度比—含水饱和度交会数据体也不会有任何反映(图 6c)。

### 3.4 效果分析

从理论模型试算的结果可以清楚地看到,叠前 AVA 同步反演的横向分辨率较高,能够较准确地反映地层的横向变化,而纵向分辨率低,不能区分薄气层(图 3)。这是由于叠前 AVA 同步反演应用了约束稀疏脉冲反演的基本思想。约束稀疏脉冲反演是一种基于地震资料直接转换的递推反演方法,测井资料只是对反演参数值的范围进行约束,减少多解性。因此,反演结果更能反映地震资料本身的空间变化,更多地保留了地震资料的原始特征,横向上的数据密度大,横向分辨率较高。受地震频带宽度的限制,并假设地层的强反射系数呈稀疏分布,即只

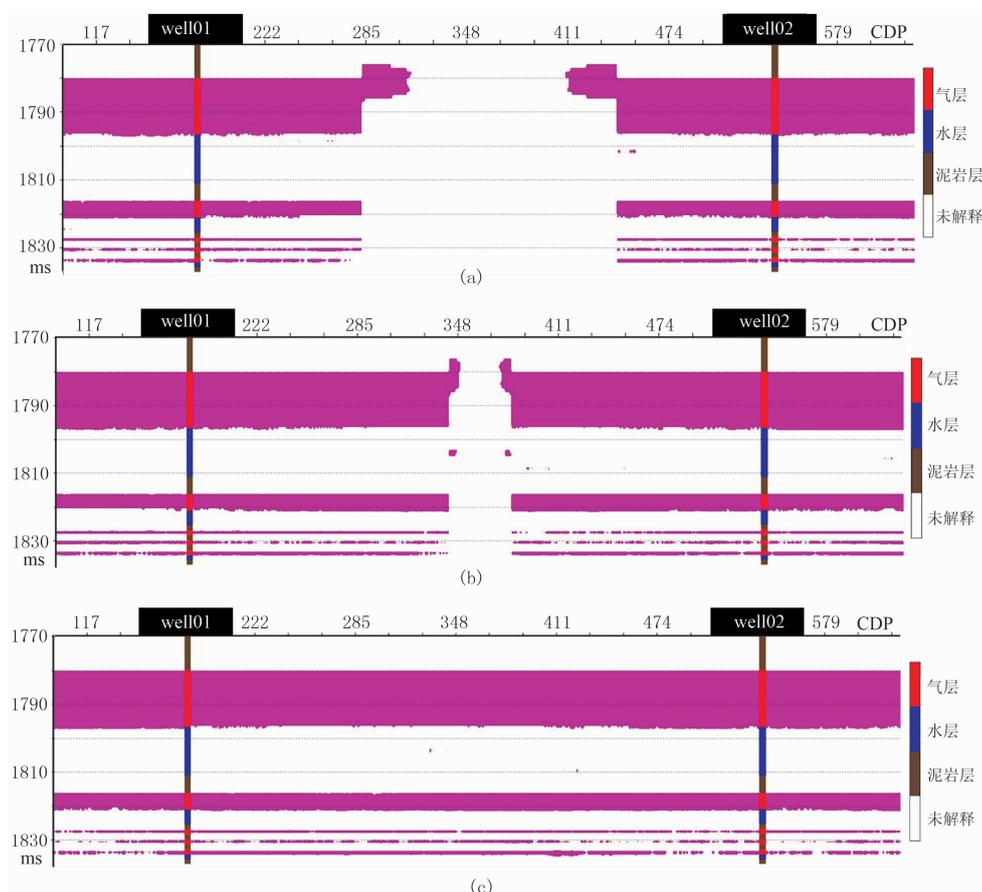


图 6 带岩性遮挡的地质统计学反演、叠前 AVA 同步反演结果交会剖面

(a)640m; (b)160m; (c)40m

考虑了强反射界面的波阻抗信息,不能反映细节部分,因此叠前 AVA 同步反演的纵向分辨率有限<sup>[16]</sup>。当泥岩墙宽度较大时,地震资料完全能够分辨,叠前 AVA 同步反演能够清晰地反映,而当泥岩墙宽度减小时,地震资料的分辨效果稍差,反演结果中泥岩墙就变得稍模糊。当泥岩墙宽度为 40m 时,由于横向宽度太小,地震资料已经完全无法分辨了,因此在反演结果中没有任何反映。

带岩性遮挡的地质统计学反演不仅纵向分辨率高,能够很好地分辨薄气层,而且具有一定的横向分辨率。当地层横向变化宽度较大时,其分辨效果略低于叠前 AVA 同步反演的结果。然而,当地层横向变化宽度减小时,其分辨效果下降得比叠前 AVA 同步反演要快,横向分辨率还显得不够(图 4)。这是由于进行带岩性遮挡的地质统计学反演需要经过序贯指示模拟、序贯高斯模拟和随机反演这三步。序贯指示模拟和序贯高斯模拟都是利用测井资料,以克里金算法为基本思想对地质变量进行局部估计

的方法,它们的结果保留了测井资料纵向分辨率高、横向分辨率低的特点,且其纵向分辨率在理论上能够达到测井曲线的精度。随机反演是在随机模拟的结果上生成合成地震记录,通过与原始地震记录的循环迭代、对比,得到与原始地震记录吻合最好的最终反演结果,该过程会使反演结果具备地震资料的特征,虽然会使纵向分辨率稍有下降,但是横向分辨率得到了一定的提高。然而由于随机反演的初始模型是对测井资料进行随机模拟获得的,因此带岩性遮挡的地质统计学反演的最终结果以测井资料为主、地震资料为辅,横向分辨能力当然不如基于地震资料的叠前 AVA 同步反演高。

通过将带岩性遮挡的地质统计学反演、叠前 AVA 同步反演结果进行交会,能够充分发挥两者的优势,弥补各自的不足(图 6)。交会结果表明,只有在相同的位置两种方法都认为是气层的数据才能保留,也就是说,其中某一种单一方法由于自身分辨率的缺陷而导致结果中出现的虚假气层将不

会出现在交会剖面中,从而最终得到较高纵、横向分辨率的流体预测结果,并且准确度和可信度大大提高。

对于泥岩墙的分辨,不同的方法对不同宽度泥岩墙的分辨效果可能不同。叠前 AVA 同步反演和高分辨率流体预测方法分辨效果较好,而地质统计学反演分辨效果较差。但是无论分辨效果如何,泥岩墙边界都会受影响,而且不同厚度砂岩对泥岩墙边界影响的规律是相同的,即砂岩越厚影响越大。这是由于地质统计学反演是由井数据随机模拟井间数据,叠前 AVA 同步反演虽然是基于地震数据反演井间数据,但是反演结果受井数据约束,高分辨率流体预测结果是这两种方法反演结果的交会,也必然受井数据的影响。然而,泥岩墙内没有井,反演仅利用泥岩墙两侧的井数据。在这两口井上,30m 厚的砂岩对井数据的影响最大,其次是 10m 厚的砂岩,3m 厚的砂岩对井数据的影响最小,因此,30m 厚的砂岩对泥岩墙的反演结果影响也最大,最难完全消除,3m 厚的砂岩对泥岩墙的反演结果影响最小,最容易消除(图 3~图 6)。

## 4 实际应用

本文利用 C 气田的实际资料检验高分辨率流体预测方法的效果。该气田富含薄气层,储层的含气性与砂岩厚度不对应。单砂体厚度小,气层薄;复合砂体纵向多层叠置厚度大,但是有效厚度小,单个气层薄,厚度约为 3m。气层的纵横波速度比小于 1.65,含水饱和度小于 0.5。

图 7 为叠前 AVA 同步反演得到的纵横波速度比剖面,由图中可见:①在纵向上,气层的分布与测井曲线形态基本吻合,只是气层厚度与解释厚度有所差异。如在反演剖面的 Well01 井位处上部较连续的气层厚度为 15m,下部气层的厚度为 10m,明显比测井曲线所示的气层厚度大很多,没有准确地预测薄气层。②在横向上,气层的分布较合理,并存在明显的变化。

图 8 为带岩性遮挡的地质统计学反演含水饱和度剖面,由图中可见:①在垂向上,气层分布与测井曲线吻合较好,气层厚度略大于测井解释厚度。如

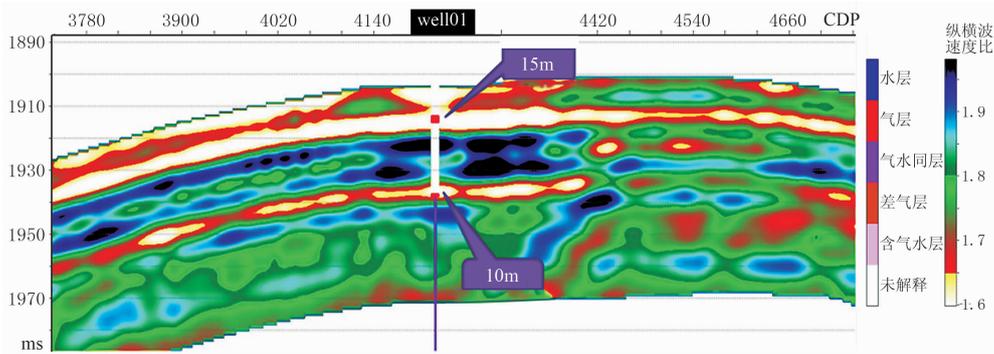


图 7 叠前 AVA 同步反演得到的纵横波速度比剖面  
纵横波速度比小于 1.65 的区域为气层

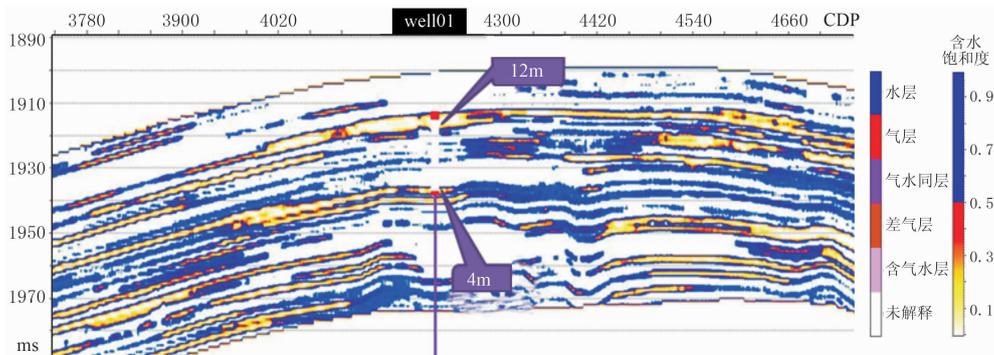


图 8 带岩性遮挡的地质统计学反演含水饱和度剖面  
图中非储层已经被遮挡掉,含水饱和度小于 0.5 的金黄色区域为气层,蓝色区域为水层

在剖面的 Well01 井位处上部气层厚度为 12m,下部较薄气层的厚度仅为 4m,与叠前 AVA 同步反演的结果相比,上述结果已经非常接近测井曲线所示的气层厚度,准确地预测出薄气层。②在横向上,在 Well01 井位以外,气层虽然有一定的横向变化,但较连续。

图 9 为叠前 AVA 同步反演和带岩性遮挡的地质统计学反演的纵横波速度比—含水饱和度数据体交会图,图 10 为带岩性遮挡的地质统计学反演、叠前 AVA 同步反演结果交会剖面,由图中可见:①在纵横波速度比—含水饱和度数据体交会剖面上只剩下交会后的气层部分(紫色),更加直观、清晰。②在纵向上,气层的分布与测井曲线吻合较好,气层厚度略大于测井解释厚度,基本消除了叠前 AVA 同步反演中气层厚度大很多的现象。③在横向上,气层

的分布较为自然,基本消除了带岩性遮挡的地质统计学反演中气层过于连续的现象。总体上,交会效果较好,得到了一个纵、横向分辨率都高的流体预测结果,对薄气层预测的精度较高。

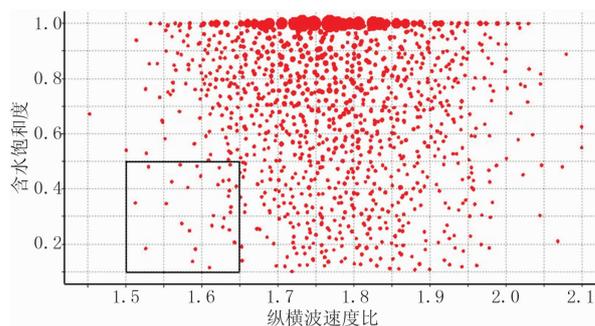


图 9 叠前 AVA 同步反演和带岩性遮挡的地质统计学反演的纵横波速度比—含水饱和度数据体交会图  
气层落在纵横波速度比小于 1.65、含水饱和度小于 0.5 的区域

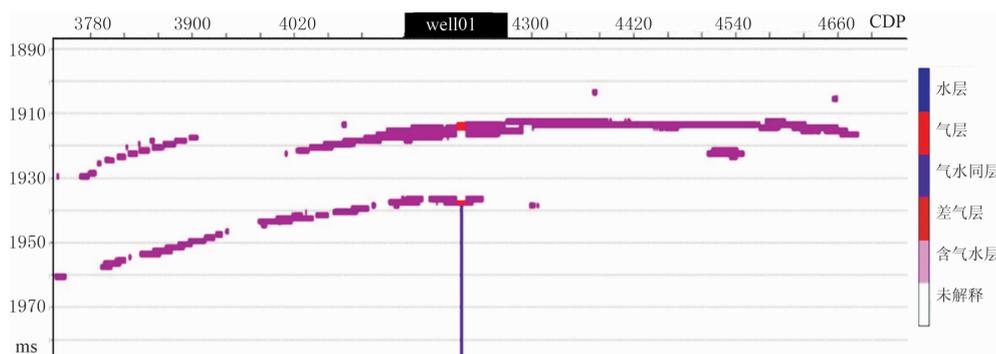


图 10 带岩性遮挡的地质统计学反演、叠前 AVA 同步反演结果交会剖面

## 5 结束语

叠前 AVA 同步反演是一种基于叠前道集的反演方法,保留了地震资料的特征,具有较高的横向分辨率和较低的纵向分辨率。地质统计学反演是一种以测井资料为模拟控制点,井间受地震资料约束的反演方法,保留了测井资料的特征和一些地震资料的特征,具有较高的纵向分辨率和一定的横向分辨率。利用带岩性遮挡的地质统计学反演计算含水饱和度能够直接在储层中研究流体的性质,避免将反演结果中的低含水饱和度非储层误认为油层,减小了反演误差。将两种反演方法相结合能够取长补短,得到纵、横向分辨率都高的流体预测结果,可对薄层流体进行精细预测。理论模型试算和实际资料应用表明,文中提出的高分辨率流体预测方法对薄层流体的预测效果较好。

## 参考文献

- [1] 孟宪军. 复杂岩性储层约束地震反演技术. 北京: 石油大学出版社, 2006.
- [2] 王振国, 陈小宏, 王学军等. AVO 方法检测油气应用实例分析. 石油地球物理勘探, 2007, 42(2): 194-197. Wang Zhenguo, Chen Xiaohong, Wang Xuejun et al. Cases analysis of applying AVO to detect hydrocarbon. OGP, 2007, 42(2): 194-197.
- [3] 谢玉洪, 王振峰, 周家雄等. 多角度同步反演在南海西部气田开发中的应用. 石油天然气学报, 2006, 28(1): 37-41. Xie Yuhong, Wang Zhenfeng, Zhou Jiexiong et al. Application of multi-angle synchronous inversion in the gas field development in the west of south China sea. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(1): 37-41.
- [4] 周义军, 李喜瑞. 敏感角度弹性阻抗在流体预测中的应用. 石油地球物理勘探, 2010, 45(5): 710-713. Zhou Yijun, Li Xirui. Application of sensitive angle elastic impedance in fluid prediction. OGP, 2010, 45(5): 710-713.

- [5] 宋维琪,赵万金,冯磊等.地震高分辨率反演和地质模拟联合预测薄储层.石油学报,2005,26(1):50-54.  
Sone Weiqi,Zhao Wanjin,Feng Lei et al. Prognoses of thin reservoir by combining seismic high-resolution inversion technology and geological simulation. Acta Petrolei Sinica,2005,26(1):50-54.
- [6] 李爱山,印兴耀,张繁昌等.叠前AVA多参数同步反演技术在含气储层预测中的应用.石油物探,2007,46(1):64-68.  
Li Aishan,Yin Xingyao,Zhang Fanchang et al. Application of prestack simultaneous AVA multi-parameter inversion in gas-bearing reservoir prediction. GPP,2007,46(1):64-68.
- [7] 唐晓花,成德安,吕金龙.叠前同步反演在徐家围子断陷火山岩气藏预测中的应用.石油物探,2009,48(3):285-289.  
Tang Xiaohua,Cheng Dean,Lü Jinlong. Application of pre-stack simultaneous inversion for predicting volcanic gas reservoirs in Xujiaweizi fault depression. GPP,2009,48(3):285-289.
- [8] 刘国萍,陈小宏,李景叶.弹性波阻抗在时移地震中的应用分析.地球物理学进展,2006,21(2):559-563.  
Liu Guoping,Chen Xiaohong,Li Jingye. Application and analysis of elastic impedance in time-lapse seismology. Progress in Geophysics,2006,21(2):559-563.
- [9] 边树涛,狄帮让,董艳蕾等.地质统计反演在东濮凹陷白庙气田沙三段储层预测中的应用.石油地球物理勘探,2010,45(3):398-405.  
Bian Shutao,Di Bangrang,Dong Yanlei et al. Application of geostatistical inversion in reservoir prediction in the third member of Shahejie Formation, Baimiao Gas-field,Dongpu Depression. OGP,2010,45(3):398-405.
- [10] 罗士利,罗中华,黄景秋.随机反演技术在薄互层储层预测中的应用.吉林大学学报(地球科学版),2006,36(专辑):58-61.  
Luo Shili,Luo Zhonghua,Huang Jingqiu. Application of random inversion technique in thin layer reservoir characterization. Journal of Jilin University(Earth Science Edition),2006,36(Sup):58-61.
- [11] 印兴耀,刘永社.储层建模中地质统计学整合地震数据的方法及研究进展.石油地球物理勘探,2002,37(4):423-430.  
Yin Xingyao,Liu Yongshe. Methods and development of integrating seismic data in reservoir model-building. OGP,2002,37(4):423-430.
- [12] 王英伟,张建民,王满等.基于序贯指示模拟方法的火山岩储层岩性及孔隙度模拟.吉林大学学报(地球科学版),2010,40(2):455-460.  
Wang Yingwei,Zhang Jianmin,Wang Man et al. Simulation of lithology and porosity of volcanic rock reservoir based on sequential indicator simulation. Journal of Jilin University (Earth Science Edition),2010,40(2):455-460.
- [13] 张祥忠,熊琦华,蔡毅.应用多级序贯指示模拟方法模拟火烧山油田岩相.石油勘探与开发,2003,30(6):81-82.  
Zhang Xiangzhong,Xiong Qihua,Cai Yi. Application of multi-binary sequential indicator algorithm to simulate lithofacies in Huoshaoshan Oilfield. Petroleum Exploration and Development,2003,30(6):81-82.
- [14] 李方明,计智锋,赵国良等.地质统计反演之随机地震反演方法——以苏丹M盆地P油田为例.石油勘探与开发,2007,34(4):451-455.  
Li Fangming,Ji Zhifeng,Zhao Guoliang et al. Methodology and application of stochastic seismic inversion: A case from P Oilfield, M Basin, Sudan. Petroleum Exploration and Development,2007,34(4):451-455.
- [15] 孙思敏,彭仕宓.基于模拟退火算法的地质统计学反演方法.石油地球物理勘探,2007,42(1):38-43.  
Sun Simin,Peng Shimi. Inversion of geostatistics based on simulated annealing algorithm. OGP,2007,42(1):38-43.
- [16] 姚逢昌,甘利灯.地震反演的应用与限制.石油勘探与开发,2000,27(2):53-56.  
Yao Fengchang,Gan Lideng. Application and restriction of seismic inversion. Petroleum Exploration and Development,2000,27(2):53-56.
- [17] 孙思敏,彭仕宓.地质统计学反演及其在吉林扶余油田储层预测中的应用.物探与化探,2007,31(1):51-53.  
Sun Simin,Peng Shimi. Geostatistical inversion method and its application to reservoir prediction of Fuyu oilfield in Jilin province. Geophysical and Geochemical Exploration,2007,31(1):51-53.
- [18] 张军舵,乐友喜,王艳香.双相各向同性介质伪谱法地震波场数值模拟.石油物探,2008,47(4):338-345  
Zhang Junduo,Yue Youxi,Wang Yanxiang. Numerical simulation of seismic wave field by pseudo-spectrum method in isotropic two-phase media. GPP,2008,47(4):338-345.

(本文编辑:刘勇)

## 作者简介



余振 博士,1984年生;2007年本科毕业于中国地质大学(北京)地球物理学专业,获理学学士学位;2013年毕业于中国地质大学(北京)地球探测与信息技术专业,获博士学位。一直从事地震解释反演及其方法研究工作。目前在哈里伯顿兰德马克公司从事石油勘探开发一体化技术工作。