

智龙霄,吕晓春,梁岳,等.基于最小二乘的时移地震高精度时间延迟校正方法研究[J].石油物探,2023,62(6):1040-1053
ZHI Longxiao, LV Xiaochun, LIANG Yue, et al. High-precision time-shift correction based on least squares in time-lapse seismic monitoring[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2023, 62(6): 1040-1053

基于最小二乘的时移地震高精度时间延迟校正方法研究

智龙霄,吕晓春,梁岳,刘文辉,张硕,潘旭威
(华北水利水电大学地球科学与工程学院,河南郑州 450046)

摘要:时间延迟的估算与校正是时移地震中的关键问题之一,目前常用的拾取法、相关法、反演法等方法的精度仍然有待提高。针对此问题,提出了一种基于最小二乘原理以及平滑约束和相位约束的时间延迟高精度校正方法。通过使参考地震道与校正之后的地震道之间振幅差异的平方和最小构建关于时间延迟的目标函数,引入模型平滑项和相位约束项以改善反演效果,使用高斯-牛顿法导出时间延迟的迭代反演方程。所提方法不仅可以实现时间延迟的高精度反演和校正,而且计算效率高,实际应用方便。建立理论模型合成时移地震记录,测试了参数选取和储层厚度对校正结果的影响,并与泰勒展开法、动态时间规整法等反演方法进行了对比,结果表明,基于最小二乘原理的时移地震高精度时间延迟校正方法能够实现时间延迟的高精度反演和校正。实际地震资料时间延迟的反演和校正结果表明,该方法能够改善时移地震数据的重复性,有利于进一步的数据解释,证明了方法的可行性和有效性。

关键词:时移地震;时间延迟估算;时间延迟校正;最小二乘;约束反演

中图分类号: P631

文献标识码: A

文章编号: 1000-1441(2023)06-1040-14

DOI: 10.12431/issn.1000-1441.2023.62.06.004

High-precision time-shift correction based on least squares in time-lapse seismic monitoring

ZHI Longxiao, LV Xiaochun, LIANG Yue, LIU Wenhui, ZHANG Shuo, PAN Xuwei

(College of Geosciences and Engineering, North China University of Water Resources and Electric Power, Zhengzhou 450046, China)

Abstract: Time shifts refer to time-lapse differences in the two-way travel time of seismic waves in a reservoir and are often observed in time-lapse seismic data. Time shifts are primarily caused by seismic data acquisition, processing, and fluid variations resulting from oil and gas production in reservoirs. The estimation and correction of time shifts are key problems in time-lapse seismic monitoring and are related to the interpretation of time-lapse seismic data. Commonly used correction methods include picking, windowed correlation, and mismatch minimization. However, their accuracy needs to be improved. To address this problem, we proposed a method for high-precision time-shift correction with smoothing and phase constraints based on the principle of least squares. First, the objective function with respect to the time shifts was constructed by minimizing the sum of squares of the amplitude differences between the reference and corrected traces. Next, model smoothing and phase constraint terms were introduced in-

收稿日期: 2022-08-01。

第一作者简介: 智龙霄(1992—),男,博士,讲师,主要从事时移地震数据处理和解释、地震反演方面的研究工作。Email:zhilongxiao@ncwu.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金青年基金资助项目(42107169)、地质灾害防治与地质环境保护国家重点实验室(成都理工大学)开放基金资助项目(No.SKLGP2021K016)共同资助。

This research is financially supported by the National Natural Science Foundation of China (Grant No.42107169) and Opening Fund of State Key Laboratory of Geohazard Prevention and Geoenvironment Protection (Chengdu University of Technology) (Grant No.SKLGP2021K016).

to the objective function to improve the inversion results. Finally, the Gauss-Newton algorithm was used to derive an iterative equation for estimating the time shifts, which helped realize high-precision inversion and correction of time shifts. It also had high computational efficiency and was easy to implement in practical applications. A theoretical model was developed to generate synthetic time-lapse seismic records. A test was conducted to determine the influence of the parameter selection and reservoir thickness on the correction results. The method was also compared with other mismatch minimization methods, such as the Taylor series expansion and dynamic time warping methods. The test results have shown that this method could achieve high-precision estimation and correction of time shifts. Time-lapse field seismic data were used to perform the inversion and correction of time shifts to prove the feasibility and effectiveness of the method. The results have shown that this method could improve the repeatability of time-lapse seismic data and benefit further data interpretation.

Keywords: time-lapse seismic monitoring, time-shift estimation, time-shift correction, least squares, constrained inversion

时移地震(又称四维地震)技术主要应用于油气田生产过程中或油藏开发的不同时期,需要重复进行地震数据采集。不同时间的地震响应变化可以表征油藏内流体性质的变化^[1]。应用特殊的时移地震处理、反演等技术,可以得到油气开采引起的油气藏内部弹性参数和储层参数的变化^[2-5],从而监测油气边界的变化和注入流体的移动,指导油气田开发井位的合理布置,提高最终的采收率。该技术还可以用于二氧化碳地质封存的安全性评价和泄漏监测,监测地下二氧化碳的赋存状态和分布变化^[6-8],服务于国家的碳达峰和碳中和目标。

时间延迟估算与校正是时移地震中的关键问题之一,时间延迟指的是储层内部地震波的双程旅行时在时移前、后的变化^[9],可以为正延迟,也可以为负延迟。引起时间延迟的因素较多,其中采集环境、采集方法和采集参数等的变化会引起与采集相关的时间延迟;地震数据处理方法、处理参数、处理流程等的差异也会引起与处理相关的时间延迟;由油气开采导致的储层流体变化会引起与生产相关的时间延迟^[10]。时间延迟的存在,使得时移前、后储层内部相同时间采样点处的地震记录,反映的并不是相同深度位置的信息,因此需要对时间延迟进行校正以改善时移振幅响应。对时移地震数据进行归一化处理可以消除两次地震数据之间储层动态变化以外的其它差异^[11],虽然与采集、处理相关的时间延迟被校正了,但是与生产相关的时间延迟仍然存在;而且还可能存在与采集、处理相关的时间延迟校正不完全的现象,因此在时移地震解释中需要考虑时间延迟的影响因素。例如时移 AVO(振幅随炮检距变化)反演和时移阻抗反演,时间延迟会使得时移前、后同一时间位置处的地震记录同相轴不匹配,从而对反演结果的准确性产生影响。如果不考虑采集、处理因素的影响,时间延

迟主要是由储层厚度、速度的变化引起,因此时间延迟还可以用于解释储层变化^[12-14]。

时间延迟校正一般是选取一个时间的记录作为参考道,另一个时间的记录作为校正道,首先求得两个记录之间的时间延迟,然后使用插值的方法得到校正之后的记录。目前时间延迟校正方法主要分为拾取法、相关法和反演法三类^[15]。拾取法分为手动同相轴拾取和自动拾取,例如最大振幅拾取,此类方法的优点是稳定性和准确性较好,但是需要大量的人机交互,人工成本高且耗时多。

相关法中最常见的为窗口互相关,通过计算两个信号之间的互相关函数并进行希尔伯特变换,可以得到两个信号之间的时间延迟。ZOU 等^[10]针对海上拖缆采集的四维地震数据,分别使用互相关法和方差算法进行了时间延迟校正研究;DONNO 等^[16]提出了基于交互信息和基于信号包络的时间延迟和空间位移估算方法;TOMAR 等^[17]使用相位相关的方法估算时间延迟。相关法理论简单且使用方便,但是窗口的选择较为重要,如果时间延迟变化较为剧烈,需要选择较窄的时间窗口,但是结果的稳定性会降低;如果通过加大窗口来提高稳定性,则结果的准确性会降低。

反演法通过使校正之后的记录与参考记录之间的差异最小构建关于时间延迟的目标函数,对目标函数极小点处的时间延迟进行求取,例如最小二乘反演。NAEINI 等^[18]使用最小二乘反演算法,通过一阶泰勒展开公式将非线性问题线性化,推导了时间延迟的拉格朗日-泰勒解;HALE^[19]和 VENSTAD^[15]发展了基于动态时间规整(Dynamic time warping, DTW)算法的时间延迟估算方法,将最小化问题离散求解;LI 等^[20]在动态时间规整算法中分别使用地震记录的一阶时间导数和希尔伯特变换得到的瞬时相位进行相位约束;SCHJØTT^[21]基于最小二乘原理,

在目标函数中使用一阶、二阶导数算子对时间延迟进行约束。反演法可以实现时间延迟的自动校正,并且在时移地震分析中的准确性较好,但是由于目标函数是非线性的,反演中可能会存在不稳定、陷入局部极小值等问题。

时间延迟的估算与校正除了可以用于时移地震外,在剩余时差校正^[22-23]、PP波和PS波校准^[24-25]、井震匹配^[26]、道集优化^[27]等方面也发挥着作用。虽然时间延迟校正的方法较多,但是其精度仍然有待提高。本文基于最小二乘原理,通过使参考地震道与校正之后地震道之间振幅差异的平方和最小构建关于时间延迟的目标函数;在目标函数中引入模型平滑项和相位约束项,使反演结果更加稳定、准确;使用高斯-牛顿法导出时间延迟的迭代反演方程,计算效率高,实际应用方便。最后,分别使用理论模型数据和实际地震资料进行测试,以验证方法的准确性、可行性和有效性。

1 方法原理

1.1 方程推导

本文基于最小二乘原理,通过使参考地震道与校正之后地震道之间振幅差异的平方和最小构建目标函数,使用反演的方法求取时间延迟。为了便于推导,将参考地震道、需校正地震道、时间延迟等表示为矢量的形式,建立关于时间延迟的目标函数如下:

$$\varphi(\tau) = \|s_1(t) - s_2(t - \tau)\|^2 \quad (1)$$

其中,符号 $\|\cdot\|$ 表示取二范数, $s_1(t)$ 表示参考地震道, t 表示时间, τ 表示两个地震道之间的时间延迟, $s_2(t - \tau)$ 表示校正之后的地震道, $\varphi(\tau)$ 表示关于 τ 的目标函数。为了使反演更加稳定、准确,在目标函数中同时添加模型平滑项和相位约束项,即:

$$\varphi(\tau) = \|s_1(t) - s_2(t - \tau)\|^2 + \alpha^2 \|L\tau\|^2 + \beta^2 \|s'_1(t) - s'_2(t - \tau)\|^2 \quad (2)$$

式中: $\alpha^2 \|L\tau\|^2$ 为模型平滑项, α^2 表示该词的权重系数, L 表示平滑算子,可以取一阶或者二阶导数算子^[21],该约束项的意义是通过使相邻采样点处的时间延迟不发生突变从而稳定反演过程; $\beta^2 \|s'_1(t) - s'_2(t - \tau)\|^2$ 为相位约束项, β^2 表示该词的权重系数,符号“ $'$ ”表示对时间求导,使用地震道的一阶时间导数作为相位约束^[20],在该词的约束下,校正之后的地震

道与参考地震道之间不仅振幅差异最小,而且振幅的一阶时间导数差异也最小,两者的波形能够拟合得更好。

关于权重系数 α^2 和 β^2 的选取,并没有一种确定的计算方法,本文采用试凑法,通过选取不同的值进行反演对比,从而优选出最合适的取值,基本步骤如下:

- 1) 估计目标函数 $\|s_1(t) - s_2(t - \tau)\|^2$ 、 $\|L\tau\|^2$ 、 $\|s'_1(t) - s'_2(t - \tau)\|^2$ 3项的大小尺度;
 - 2) 选取合适的 α^2 和 β^2 ,使 $\|s_1(t) - s_2(t - \tau)\|^2$ 、 $\alpha^2 \|L\tau\|^2$ 、 $\beta^2 \|s'_1(t) - s'_2(t - \tau)\|^2$ 3项尽量处于同一个大小尺度;
 - 3) β^2 的取值保持不变,增大或者减小 α^2 的取值,通过评价反演结果的优劣确定 α^2 的最优取值;
 - 4) α^2 的取值保持不变,增大或者减小 β^2 的取值,通过评价反演结果的优劣确定 β^2 的最优取值。
- 关于平滑算子 L 的选取,本文采用一阶导数算子,使用一阶向前差分近似代替一阶导数,可得 L 的表达式如下:

$$L = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3)$$

在离散的情况下,当时间采样间隔较小时,使用 $Ls_1(t)$ 近似表示 $s_1(t)$ 的一阶时间导数,使用 $L \cdot s_2(t - \tau)$ 近似表示 $s_2(t - \tau)$ 的一阶时间导数,则目标函数的最终表达式为:

$$\varphi(\tau) = \|s_1(t) - s_2(t - \tau)\|^2 + \alpha^2 \|L\tau\|^2 + \beta^2 \|Ls_1(t) - Ls_2(t - \tau)\|^2 \quad (4)$$

目标函数(4)式表示一个非线性反演问题,使用高斯-牛顿法对时间延迟 τ 进行求解。首先,计算目标函数 $\varphi(\tau)$ 关于 τ 的一阶导数,得到目标函数的梯度:

$$\begin{aligned} \nabla \varphi(\tau) = & 2 \left[\frac{\partial s_2(t - \tau)}{\partial \tau} \right]^T [s_2(t - \tau) - s_1(t)] + \\ & 2\alpha^2 L^T L\tau + 2\beta^2 \left[\frac{\partial s_2(t - \tau)}{\partial \tau} \right]^T L^T L[s_2(t - \tau) - s_1(t)] \end{aligned} \quad (5)$$

然后,计算目标函数 $\varphi(\tau)$ 关于 τ 的二阶导数,即海森矩阵。根据(5)式计算 $\nabla \varphi(\tau)$ 关于 τ 的一阶导数,并忽略其中的高阶导数项,得到目标函数的海森矩阵:

$$\nabla^2 \varphi(\tau) = 2 \left[\frac{\partial s_2(t-\tau)}{\partial \tau} \right]^T \left[\frac{\partial s_2(t-\tau)}{\partial \tau} \right] + 2\alpha^2 \mathbf{L}^T \cdot \mathbf{L} + 2\beta^2 \left[\frac{\partial s_2(t-\tau)}{\partial \tau} \right]^T \mathbf{L}^T \mathbf{L} \left[\frac{\partial s_2(t-\tau)}{\partial \tau} \right] \quad (6)$$

假设给定初始模型 $\tau^{(0)}$, 将其分别代入(5)式和(6)式, 得到目标函数在 $\tau^{(0)}$ 处的梯度 $\nabla \varphi(\tau^{(0)})$ 和海森矩阵 $\nabla^2 \varphi(\tau^{(0)})$, 根据高斯-牛顿法可得时间延迟 τ 的计算方程如下:

$$\tau = \tau^{(0)} - [\nabla^2 \varphi(\tau^{(0)})]^{-1} \nabla \varphi(\tau^{(0)}) \quad (7)$$

根据(7)式由初始模型 $\tau^{(0)}$ 经过一次计算得到的 τ 并不准确, 该过程需要反复迭代以提高 τ 的精度, 得到满足精度要求的 τ 之后即可进行校正, 基本步骤如下:

1) 给定反演中时间延迟的初始模型 $\tau^{(0)}$, 一般可取为零向量;

2) 将初始模型 $\tau^{(0)}$ 分别代入(5)式和(6)式, 计算得到目标函数在 $\tau^{(0)}$ 处的梯度 $\nabla \varphi(\tau^{(0)})$ 和海森矩阵 $\nabla^2 \varphi(\tau^{(0)})$;

3) 使用初始模型 $\tau^{(0)}$ 和步骤2)的结果, 根据(7)式计算得到时间延迟 τ ;

4) 判断 τ 与 $\tau^{(0)}$ 之间的差异是否足够小或者是否达到设定的最大迭代次数, 如果是, 则此时的 τ 即为最终反演结果, 否则, 令 $\tau^{(0)} = \tau$, 返回步骤2)再次进行计算;

5) 得到最终的时间延迟 τ 之后, 通过插值计算得到 $s_2(t-\tau)$, 即为监测测量地震记录的时间延迟校正结果。

1.2 导数计算

梯度方程(5)式和海森矩阵方程(6)式中涉及到导数 $\partial s_2(t-\tau)/\partial \tau$ 的计算, 令 $\mathbf{x} = t - \tau$, 可得:

$$\frac{\partial s_2(t-\tau)}{\partial \tau} = \frac{\partial s_2(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \frac{\partial \mathbf{x}}{\partial \tau} = - \frac{\partial s_2(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \quad (8)$$

假设采样点数为 n , $\mathbf{s}_2(\mathbf{x}) = [s_1, s_2, \dots, s_n]^T$, $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$, 则 $\partial s_2(t-\tau)/\partial \tau$ 可以通过(9)式进行计算:

$$\frac{\partial s_2(t-\tau)}{\partial \tau} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial s_1}{\partial x_1} & \frac{\partial s_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial s_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial s_2}{\partial x_1} & \frac{\partial s_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial s_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial s_n}{\partial x_1} & \frac{\partial s_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial s_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (9)$$

采用一阶中心差分的方法近似计算(9)式中矩阵的各个元素, 以 $\partial s_i / \partial x_j$ ($i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, n$) 为例, 其计算公式为:

$$\frac{\partial s_i}{\partial x_j} = [s_i(x_1, x_2, \dots, x_j + \Delta x, \dots, x_n) - s_i(x_1, x_2, \dots, x_j - \Delta x, \dots, x_n)] / 2\Delta x \quad (10)$$

其中, Δx 为足够小的时间间隔。

2 理论模型测试

2.1 基于 Gassmann 方程的流体替换与时移叠前记录合成

建立如图1所示的层状速度模型, 该模型为基础测量的纵波速度模型。假设图中椭圆部分为砂岩储层, 储层岩石由固体基质和孔隙流体组成, 其中固体基质包括石英和粘土, 孔隙流体包括油和水。

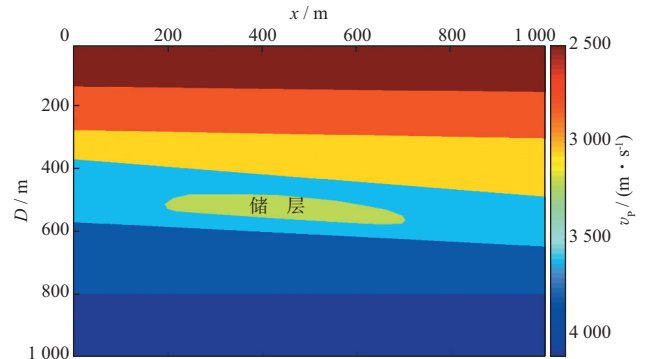


图1 基础测量的纵波速度模型

基于 Gassmann 方程的流体替换步骤如下:

1) 使用 Voigt-Reuss-Hill 模型^[28]、Wood 方程^[29]、Xu-White 模型^[30]、Gassmann 方程^[31] 等岩石物理模型, 建立弹性参数(纵波速度、横波速度、密度)与储层参数(孔隙度、泥质含量、含水饱和度)之间的关系;

2) 给定初始状态储层的孔隙度、泥质含量和含水饱和度, 根据岩石物理模型计算得到初始状态储层的纵波速度、横波速度和密度;

3) 模拟油藏的注水开采, 增大储层的含水饱和度;

4) 使用新的储层参数, 根据岩石物理模型计算得到新的纵波速度、横波速度和密度。

假设粘土、石英、水和油的密度及模量参数使用表1所示的经验数值^[32], 砂岩和泥岩的孔隙扁率分

别取 0.172 和 0.027^[33]。图 1 中储层的孔隙度、泥质含量和含水饱和度分别为 0.20,0.25 和 0.48,纵波速度、横波速度和密度分别为 3 200 m/s,1 846 m/s,2. 230 g/cm³;假设经过注水开采,储层的含水饱和度增长为 0.78,根据岩石物理模型计算得到新的纵波速度、横波速度和密度分别为 3 311 m/s,1 863 m/s 和 2. 238 g/cm³。

使用主频为 30 Hz 的雷克子波,通过褶积模型合成叠前 CMP(共中心点)道集记录。以图 1 中 500 m 位置处的单道模型为例,弹性参数的时移变化以及合成的时移地震记录如图 2 所示。图 2a 为纵波速度、横波速度、密度的时移变化模型;图 2b 为对应的时移

表 1 粘土、石英、水和油的密度、模量的经验数值

岩石组分	密度/(g · cm ⁻³)	体积模量/ GPa	剪切模量/ GPa
粘土	2.40	21.00	7
石英	2.60	36.00	42
水	1.02	2.50	0
油	0.88	1.15	0

地震叠前角道集记录。可以看到,在储层及其以下位置,基础测量与监测测量记录之间在时间上存在一定的错位,如果用该数据进行后续的时移 AVO 反演或

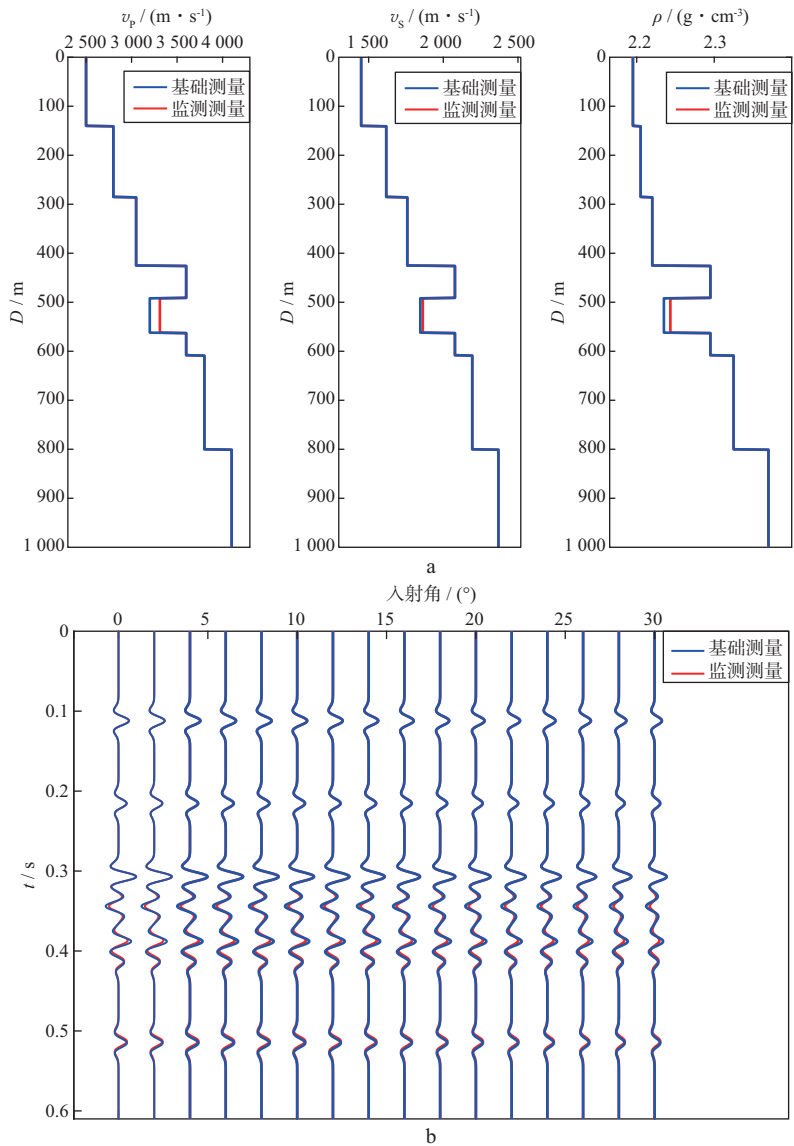


图 2 时移变化模型和记录

a 纵波速度、横波速度、密度的时移变化模型; b 时移地震角道集记录

者解释则会产生较大的误差。

为了更加清楚地展示时间延迟的影响,取 0° 入射角、 $0.25\sim 0.60\text{ s}$ 范围内的时移地震记录及其差异来进行分析,如图3所示。图3a表示基础测量与监测测量的地震记录。可以看到,储层注水开采引起的纵波速度增大,导致基础测量与监测测量中同一时间位置处的记录反映的并不是同一深度位置处的信息,两

者之间存在一定的时间差。图3b对比了监测测量记录减去基础测量记录所得的时移地震记录差异与理想的时移地震记录差异。可以看到,由于时间延迟的存在,时移地震记录差异的相位、振幅均发生了改变,如图中①号黑色椭圆所示;而且还产生了虚假的异常,如图中②号黑色椭圆所示。该位置处不应该存在时移地震记录变化响应。

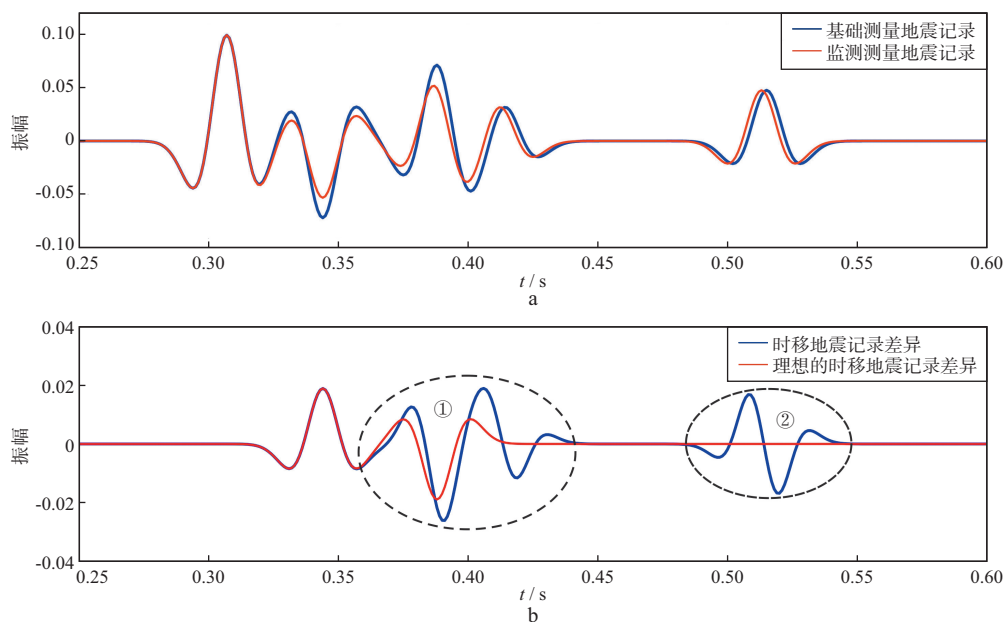


图3 0° 入射角对应的时移地震记录及其差异

a 时移地震记录; b 时移地震记录差异

2.2 基于平滑约束和相位约束的最小二乘反演法

使用基于平滑约束和相位约束的最小二乘法对图3a所示的时移地震记录进行时间延迟反演和校正,结果如图4所示。图4a表示反演所得的时间延迟,由储层速度变化引起的基础测量与监测测量之间的最大时间延迟接近 2 ms ;图4b显示了时间延迟校正之后的监测测量记录与校正之前的基础测量、监测测量记录对比,可以看到,校正后的监测测量记录与基础测量记录拟合得更好,时间延迟问题得到了明显的改善;图4c显示了时间延迟校正之后与原始的及理想的时移地震记录差异,可以看到,校正之后的结果与理想结果基本重合,没有明显的波形变化和虚假异常产生。

从相关系数和振幅误差两个方面评价时间延迟校正效果。分别计算原始的和校正后的监测测量记录与理想的监测测量记录之间的相关系数和平均振幅误差,如表2所示。可以看到,校正后的相关系数

更高,平均振幅误差更小,更接近于理想结果。

2.3 计算参数对时间延迟校正效果的影响

时间延迟反演是一个非线性、不适定问题。为了使反演结果更加稳定、准确,在目标函数中添加了模型平滑项和相位约束项,分别通过系数 α^2 和 β^2 控制其所占的权重。下面测试 α^2 和 β^2 取值对时间延迟校正效果的影响。

1) $\alpha^2=0, \beta^2=0$, 时间延迟校正结果如图5所示。此时在不添加模型平滑项和相位约束项的情况下该问题的解很不稳定,病态问题严重。

2) $\alpha^2=0.01, \beta^2=0$, 时间延迟校正结果如图6所示。此时仅添加了模型平滑项,反演较为稳定,直观上看校正效果较好;校正后的监测测量记录与理想结果之间的相关系数和平均振幅误差分别为 0.9997 和 2.72×10^{-4} ,效果不如同时施加平滑约束和相位约束的情况。

3) $\alpha^2=0, \beta^2=100$, 时间延迟校正结果如图7所

示。此时仅添加了相位约束项,该反演仍然存在病态问题,结果很不稳定。

分析以上反演结果,模型平滑项通过使相邻采样

点处的时间延迟不发生突变从而稳定反演过程,可以提供正则化约束,对于反演来说是必要的;相位约束项不仅使校正之后的地震道与参考地震道之间振幅

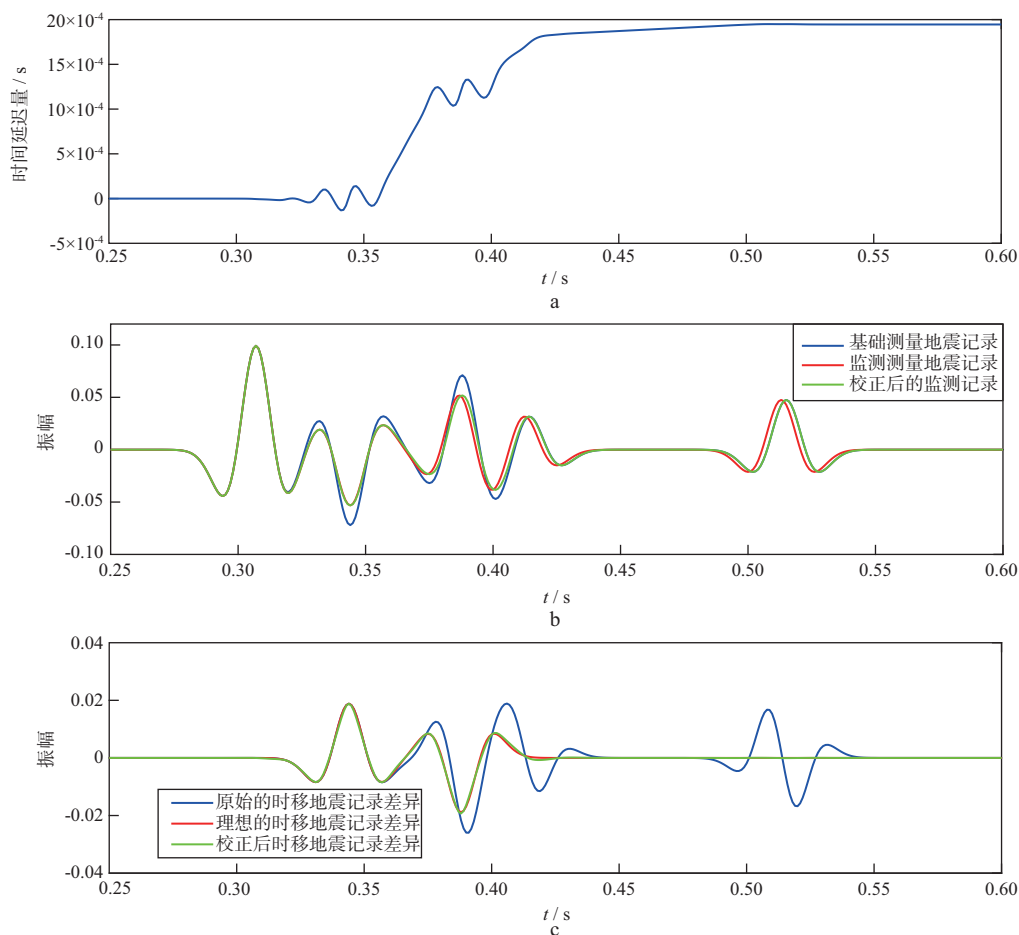


图 4 时间延迟校正结果

a 时间延迟; b 时移地震记录; c 时移地震记录差异

表 2 时间延迟校正前、后的相关系数和平均振幅误差对比

评价方法	原始的监测测量记录与理想的监测测量记录	校正后的监测测量记录与理想的监测测量记录
相关系数	0.978 3	0.999 9
平均振幅误差	2.30×10^{-3}	1.38×10^{-4}

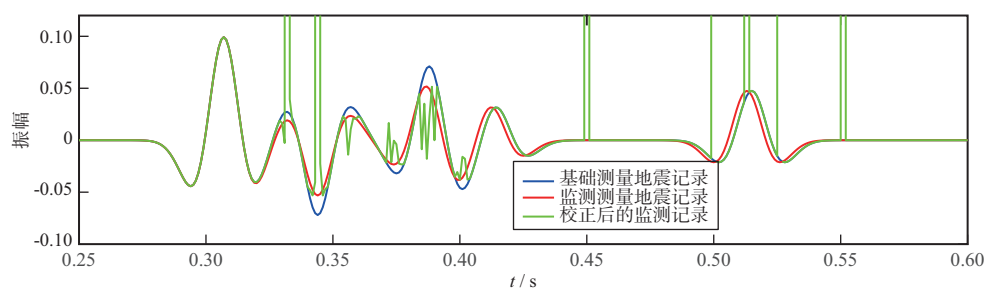


图 5 $\alpha^2 = 0, \beta^2 = 0$ 时的时间延迟校正结果

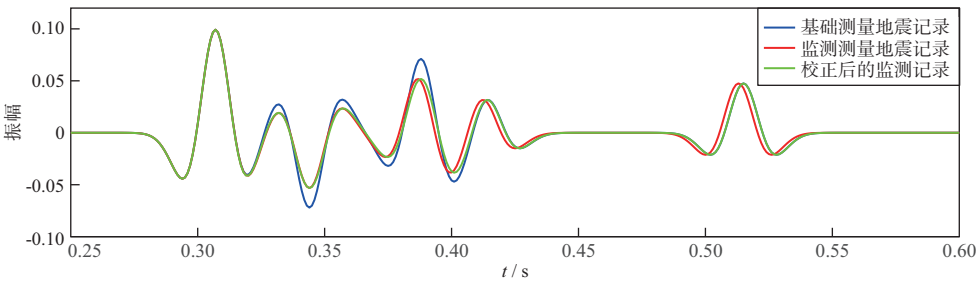


图 6 $\alpha^2=0.01,\beta^2=0$ 时的时间延迟校正结果

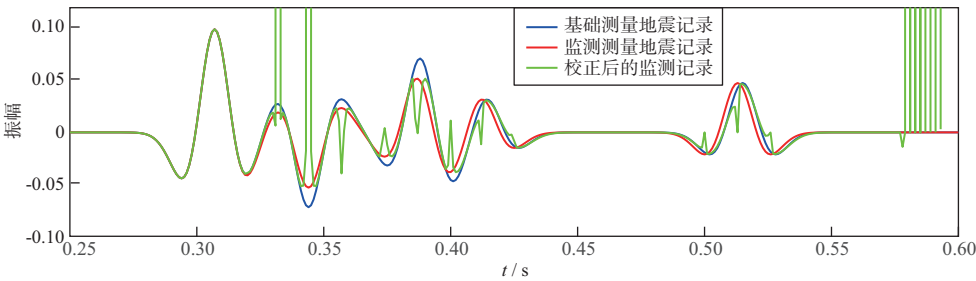


图 7 $\alpha^2=0,\beta^2=100$ 时的时间延迟校正结果

差异最小,而且振幅的一阶时间导数差异也最小,两者的波形能够拟合得更好,可以进一步改善反演效果。

2.4 储层厚度对时间延迟校正效果的影响

本节选取不同位置处的单道模型,测试储层厚度

对时间延迟校正效果的影响。

1) 储层厚度很小,没有明显的时间延迟。取 198 m 位置处的单道模型,如图 8 所示,其中图 8a 为纵波速度、横波速度、密度的时移变化模型,图 8b 为

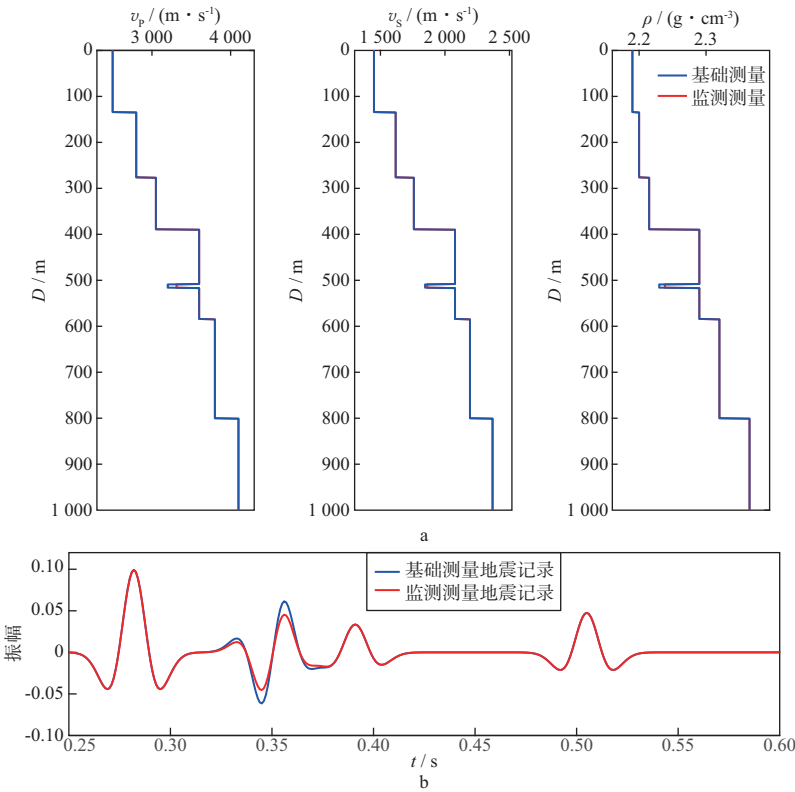


图 8 198 m 位置处的时移变化模型和记录

a 纵波速度、横波速度、密度的时移变化模型; b 0 入射角对应的时移地震记录

0 入射角对应的时移地震记录。该情况下不需要进行时间延迟校正。

2) 储层厚度较小,能够看到轻微的时间延迟。取 200 m 位置处的单道模型,如图 9 所示。其中,图 9a

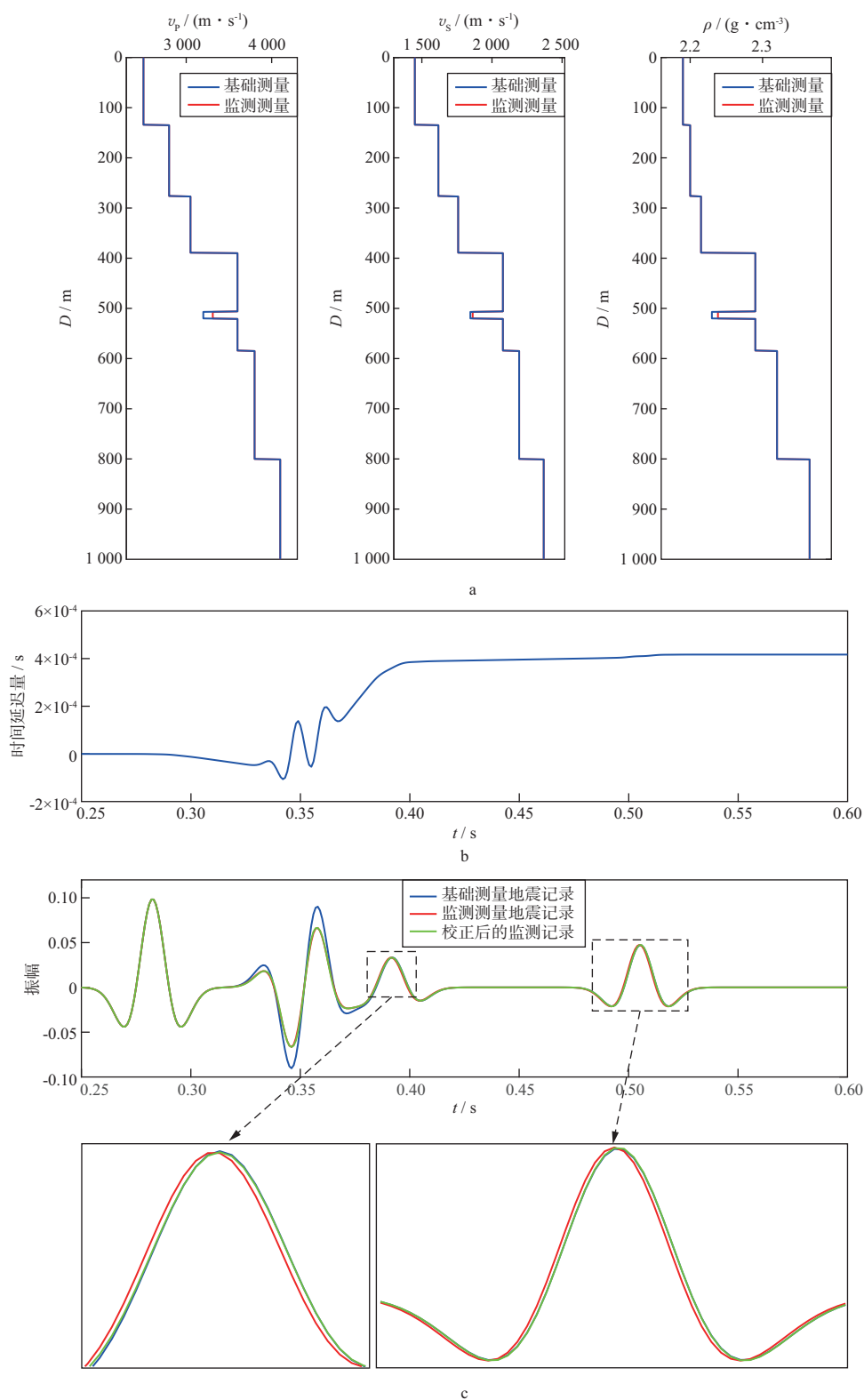


图 9 200 m 位置处的时移变化模型和时间延迟校正结果

a 纵波速度、横波速度、密度的时移变化模型; b 反演得到的时间延迟; c 0 入射角对应的时移地震记录

为纵波速度、横波速度、密度的时移变化模型;图 9b 为反演所得的时间延迟;图 9c 为 0 入射角处校正后的时移地震记录。虽然该情况下的时间延迟较小,已经小于地震资料的采样间隔了,但是使用本文方法仍然能够较好地反演得到时间延迟并对其进行校正。

2.5 不同时间延迟校正方法的对比分析

为了验证本文基于平滑约束和相位约束的最小二乘法优势,将其与泰勒展开法^[18]、动态时间规整

法^[15]进行对比,它们同属于反演法。不同方法的时间延迟校正结果如图 10 所示。其中,图 10a、图 10b、图 10c 分别表示不同方法所得的时间延迟、监测测量记录和振幅误差。可以看到,3 种方法所得的最大时间延迟较为一致,约为 2 ms,差别主要体现在时间延迟从 0~2 ms 的变化过程中;将校正后的监测测量记录与理想的监测测量记录进行对比,直观上可以看到本文方法的结果与理想结果更为接近,误差更小。

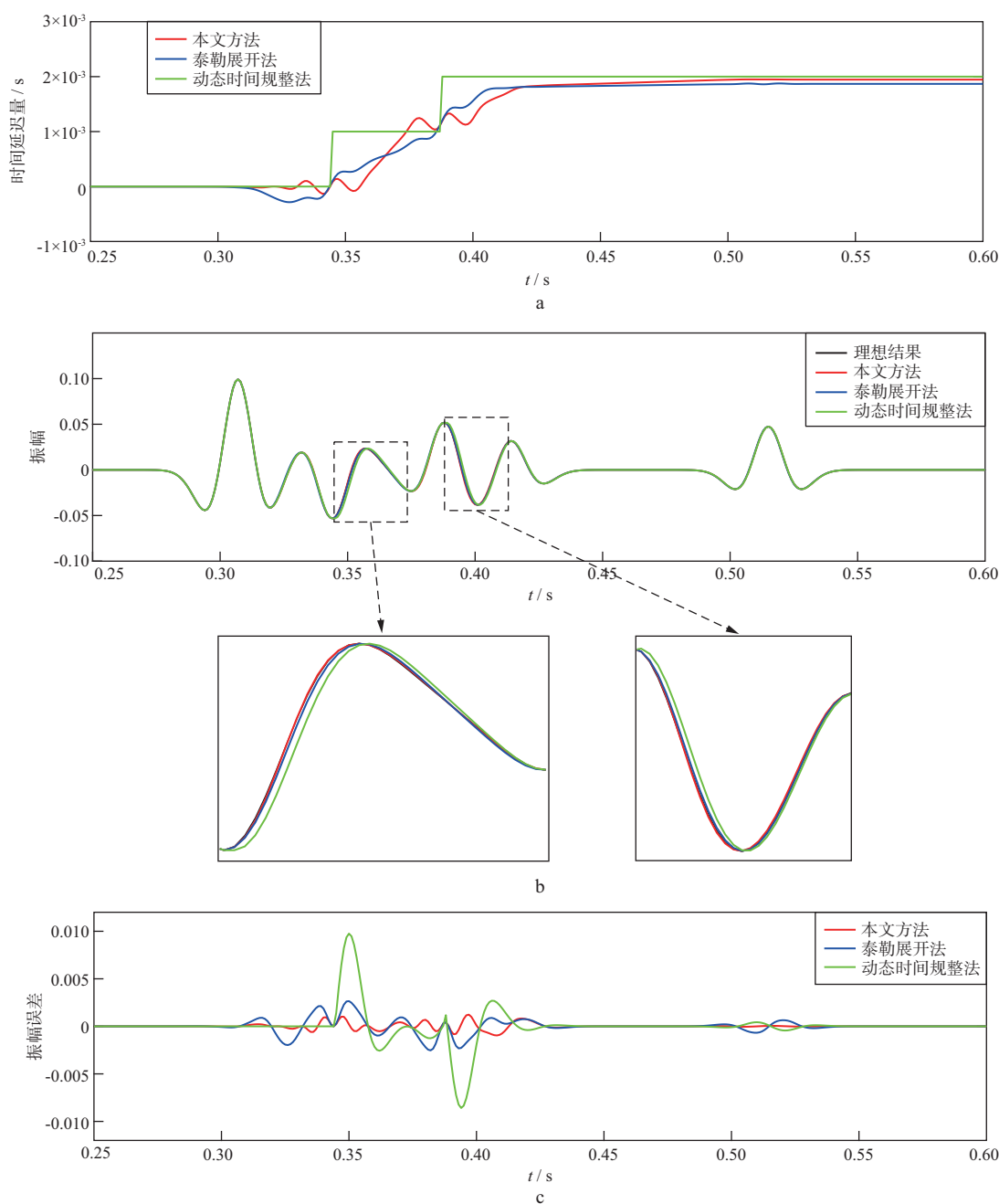


图 10 不同方法的时间延迟校正结果

a 时间延迟; b 校正后的监测测量记录; c 校正后监测测量记录的振幅误差

分别从相关系数和平均振幅误差两个方面定量评价 3 种方法的校正效果。原始的监测测量记录与理想的监测测量记录之间的相关系数和平均振幅误差分别为 0.9783 和 2.30×10^{-3} , 不同方法校正后的监测测量记录与理想的监测测量记录之间的相关系数和平均振幅误差如表 3 所示。由表 3 可见, 本文方法所得结果的相关系数最高, 平均振幅误差最小, 校正效果最好。

表 3 不同方法校正后的相关系数和平均振幅误差

时间延迟校正方法	相关系数	平均振幅误差
本文方法	0.999 9	1.38×10^{-4}
泰勒展开法	0.999 5	3.79×10^{-4}
动态时间规整法	0.997 0	6.04×10^{-4}

3 实际数据应用

地震资料的可重复性是时移地震监测中的关键, 然而在实际情况中, 很难保证不同批次采集的地震资料具有较高的一致性 or 可重复性^[34-35]。归一化处理和时间延迟校正处理的目的是提高时移地震数据的重复性, 通常使用归一化的均方根 (normalized root mean square, NRMS) 振幅参数对时移数据的重复性进行度量。假设在时窗范围 $t_1 \sim t_2$ 内的两个地震道分别为 a_i 和 b_i , 它们之间归一化的均方根振幅以百分数的形式表示为^[36-37]:

$$\begin{cases} \text{NRMS} = \frac{200 \times \text{RMS}(a_i - b_i)}{\text{RMS}(a_i) + \text{RMS}(b_i)} \% \\ \text{RMS}(x_i) = \sqrt{\frac{\sum_{t=t_1}^{t_2} (x_i)^2}{N}} \end{cases} \quad (11)$$

其中, x_i 表示地震记录, N 表示时间范围 $t_1 \sim t_2$ 内的采样点数。NRMS 的取值范围为 $0 \sim 200\%$, 其中, $0 \sim 20\%$ 表示时移数据的重复性较好; $20\% \sim 50\%$ 表示中等; $50\% \sim 130\%$ 表示较差; $130\% \sim 200\%$ 则可以认为两道记录呈负相关^[37]。例如, KOSTER 等^[38] 计算某油田水驱油时移地震数据的 NRMS 值为 35% ; DANA EI 等^[39] 计算某油田时移地震数据的 NRMS 值接近 20% ; SMITH 等^[40] 计算高分辨率三维海上采集系统得到的时移地震数据的 NRMS 值低于 10% 。

本文所使用的实际数据为某陆上油田的时移地震资料。该油田在经过一段时间的注水开采之后进行了新的三维地震勘探。对该工区的时移地震数据先后进行面元一致性处理与互均衡处理, 取其中一个 CMP 点, 其时移地震角道集记录如图 11 所示。其中, 图 11a、图 11b 和图 11c 分别表示基础测量、监测测量和二者差异的角道集记录。根据 (11) 式计算图 11 中各入射角所对应的基础测量与监测测量记录之间的 NRMS 值, 最小值为 54.03% , 最大值为 108.07% , 平均值为 73.57% , 数据的重复性仍然有待提高。

将基础测量的地震记录作为参考道, 对监测测量的地震记录进行时间延迟校正。使用图 11 所示的时移地震角道集记录, 0° 入射角对应的时间延迟校正结果如图 12 所示, 30° 入射角对应的时间延迟校正结果如图 13 所示。可以看到, 校正后的监测测量记录与基础测量记录拟合得更好。图 12 中时移地震记录的 NRMS 值在校正之前为 98.51% , 校正之后减小为 33.10% ; 图 13 中时移地震记录的 NRMS 值在校正之前为 108.07% , 校正之后减小为 45.87% 。经过时间延迟校正, 时移地震数据的重复性有了很大的改善。

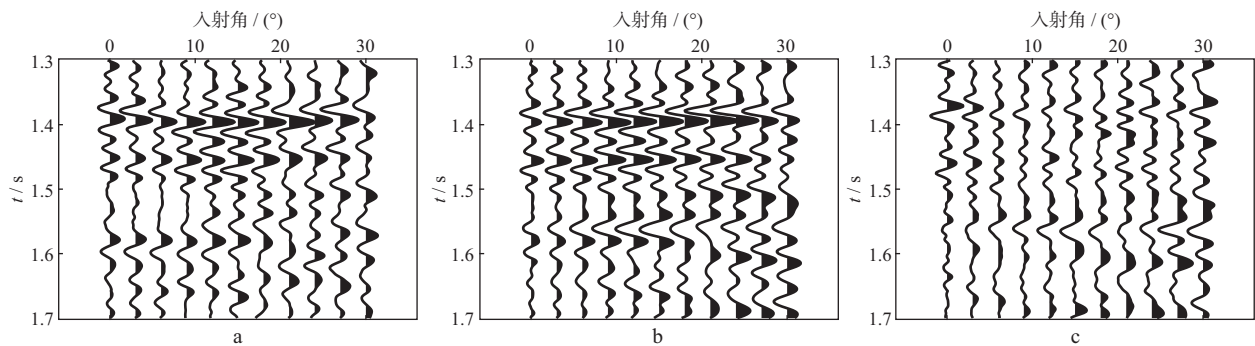


图 11 时移地震角道集记录

a 基础测量记录; b 监测测量记录; c 时移地震记录差异

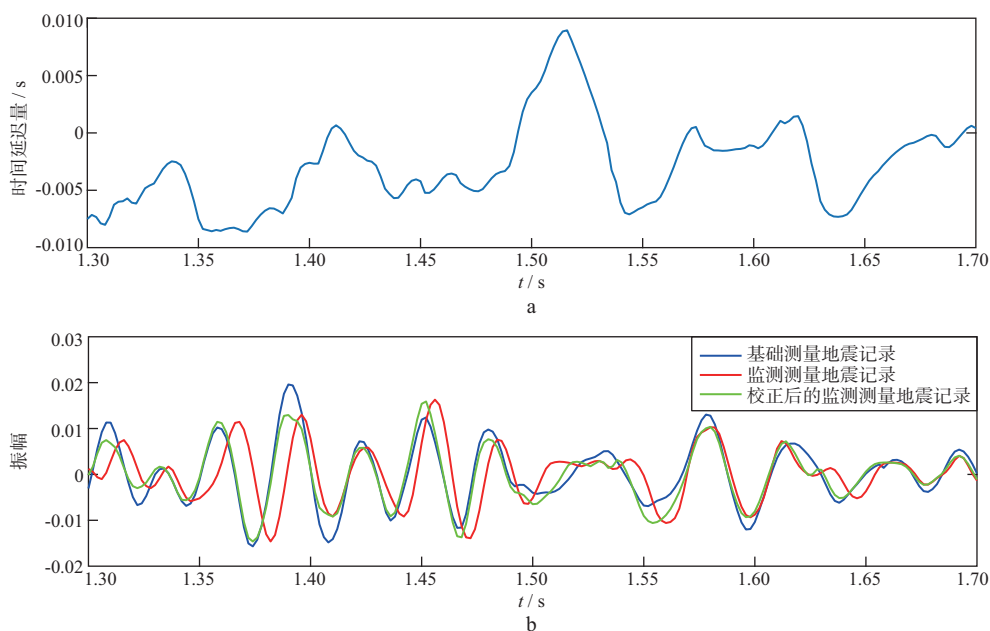


图 12 0 入射角对应的时移地震记录的时间延迟校正结果

a 时间延迟; b 时移地震记录

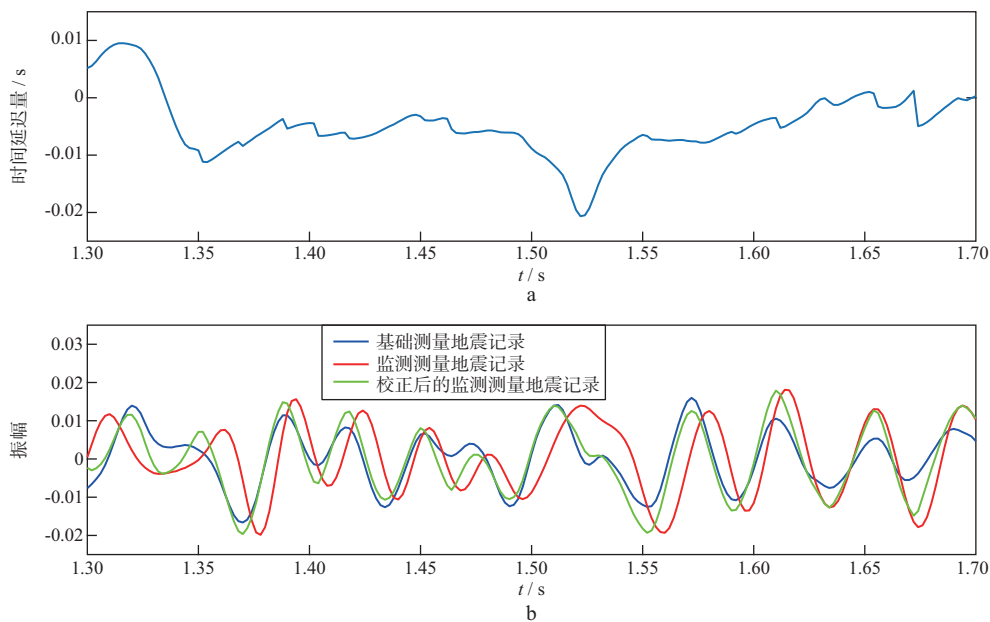


图 13 30°入射角对应的时移地震记录的时间延迟校正结果

a 时间延迟; b 时移地震记录

时间延迟校正之后的时移地震角道集记录如图 14 所示。其中,图 14a、图 14b、图 14c 分别表示基础测量记录、监测测量记录和时移地震记录差异。图 14c 红框中的同相轴表示时移振幅变化响应,也是储层参数发生变化的位置,与图 11c 相比更加容易分辨,并且经过时间延迟校正能够更加准确地反映储层

的时移变化。

时间延迟校正前、后的时移地震数据 NRMS 值如图 15 所示。经过时间延迟校正,时移地震数据的平均 NRMS 值从 73.57%减小为 43.16%,时移数据的重复性从较差改善为中等,有利于进一步开展时移地震数据解释。

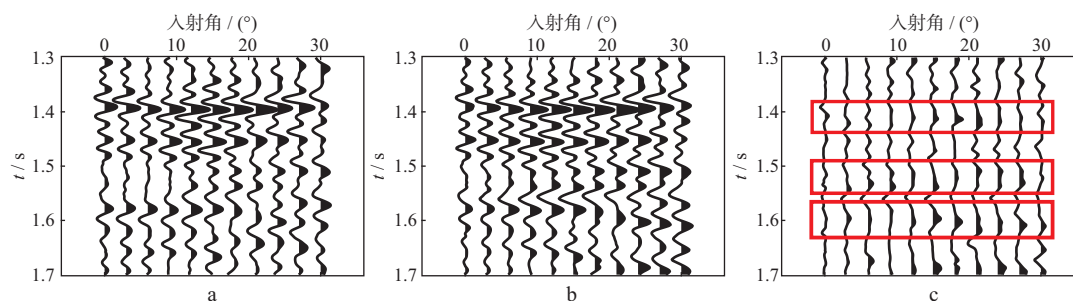


图 14 时间延迟校正之后的时移地震角道集记录
a 基础测量记录; b 监测测量记录; c 时移地震记录差异

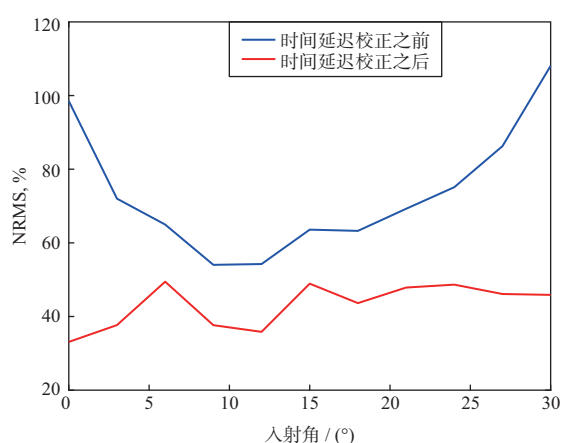


图 15 时间延迟校正前、后的时移地震数据 NRMS 值

4 结论

常规的拾取法、相关法、反演法等时间延迟校正方法的精度仍然有待提高,针对此问题,本文提出了一种基于最小二乘原理以及平滑约束和相位约束的时间延迟高精度校正方法,得到以下结论:

1) 经过时间延迟校正的理论模型数据测试、影响因素分析、不同方法对比,本文方法能够实现时间延迟的高精度反演和校正;

2) 经过实际数据应用,本文方法能够改善时移地震数据的重复性,有利于进一步的数据解释,证明了方法的可行性和有效性。

但是,本文方法使用了一些近似,例如相位约束项中使用相邻两个采样点之间地震振幅的差值近似代替一阶时间导数,高斯-牛顿法中忽略了海森矩阵中的高阶导数项,计算迭代反演方程中导数的时候采用了一阶中心差分近似,这些近似虽然减小了方法的复杂性,提高了计算效率,有利于实际生产应用,但是

可能会对反演结果的精度产生一定的影响。因此,后续需要进一步深入研究这些近似条件对反演的影响,并对此进行改进和优化。

参考文献

- [1] 陈小宏,牟永光.四维地震油藏监测技术及其应用[J].石油地球物理勘探,1998,33(6):707-715
CHEN X H, MOU Y G. Four-dimensional seismic reservoir monitoring technique and its application [J]. Oil Geophysical Prospecting, 1998, 33(6): 707-715
- [2] ZHI L X, GU H M. Time-lapse joint AVO inversion using generalized linear method based on exact Zoeppritz equations[J]. Journal of Applied Geophysics, 2018, 150: 195-207
- [3] ZHI L X, GU H M. Time-lapse amplitude variation with offset inversion using Bayesian theory in two-phase media[J]. Geophysics, 2019, 84(3): N55-N79
- [4] 付欣,张小龙,孙云强,等.基于双差反演策略的时移地震 AVO 反演[J].石油地球物理勘探,2022,57(4):888-896
FU X, ZHANG X L, SUN Y Q, et al. Time-lapse seismic AVO inversion based on a double-difference inversion strategy[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2022, 57(4): 888-896
- [5] LI D, PENG S, GUO Y, et al. Time-lapse seismic inversion for predicting reservoir parameters based on a two-stage dual network[J]. Pure and Applied Geophysics, 2022, 179(8): 2699-2720
- [6] 赵改善.碳中和愿景下石油工业和地球物理行业的生存与突围之道[J].石油物探,2021,60(6):867-878
ZHAO G S. Survival and development of the petroleum and geophysical industries in the framework of carbon neutralization[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2021, 60(6): 867-878
- [7] WANG H F, WANG Z, MA J F, et al. Effective pressure prediction from 4D seismic AVO data during CO₂-EOR and storage [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2022, 113: 103525
- [8] KAUR H, ZHONG Z, SUN A, et al. Time-lapse seismic data inversion for estimating reservoir parameters using deep learning[J]. Interpretation, 2022, 10(1): T167-T179
- [9] DUAN Y T, YUAN S Y, HATCHELL P, et al. Estimation of time-lapse timeshifts using Machine Learning [J]. Expanded Abstracts of 90th Annual Internat SEG Mtg, 2020: 3724-3728
- [10] ZOU Z, GUO X Y, ZHANG X M, et al. Time-shift correction of

- towed streamer 4D seismic data for complex reservoirs[J].Expanded Abstracts of 86th Annual Internat SEG Mtg, 2016: 5532-5536
- [11] ALALI A, KAZEI V, SUN B, et al. Time-lapse data matching using a recurrent neural network approach [J]. Geophysics, 2022, 87(5): V405-V417
- [12] LIU Y, LANDRØ M, ARNTSEN B, et al. A new approach to separate seismic time-lapse time shifts in the reservoir and overburden[J]. Geophysics, 2017, 82(6): Q67-Q78
- [13] DVORAK I, MACBETH C. Dynamic overburden interpretation using pre-stack time-shifts[J]. Expanded Abstracts of 88th Annual Internat SEG Mtg, 2018: 5303-5307
- [14] MACBETH C, MANGRIOTIS M D, AMINI H. Post-stack 4D seismic time-shifts: Interpretation and evaluation[J]. Geophysical Prospecting, 2019, 67(1): 3-31
- [15] VENSTAD J M. Dynamic time warping—An improved method for 4D and tomography time shift estimation? [J]. Geophysics, 2014, 79(5): R209-R220
- [16] DONNO D, PAZETTI B, DAVOLIO A, et al. Estimation of time and spatial shifts in 4D seismic surveys using mutual information and signal envelope[J]. Expanded Abstracts of 79th EAGE Annual Conference & Exhibition, 2017: We-P4-10
- [17] TOMAR G, SINGH S C, MONTAGNER J P. Sub-sample time shift and horizontal displacement measurements using phase-correlation method in time-lapse seismic[J]. Geophysical Prospecting, 2017, 65(2): 407-425
- [18] NAEINI E Z, HOEBER H, POOLE G, et al. Simultaneous multivintage time-shift estimation [J]. Geophysics, 2009, 74(5): V109-V121
- [19] HALE D. Dynamic warping of seismic images[J]. Geophysics, 2013, 78(2): S105-S115
- [20] LI C, MEADOWS M, DYGERT T. Warping least-squares inversion for 4D velocity change: Gulf of Mexico case study[J]. Expanded Abstracts of 87th Annual Internat SEG Mtg, 2017: 5829-5833
- [21] SCHIÖTT C. High resolution time lapse time strains[J]. Expanded Abstracts of 80th EAGE Annual Conference & Exhibition, 2018: Tu-A15-14
- [22] GULUNAY N, GAMAR F, HOEBER H, et al. Robust residual gather flattening[J]. Expanded Abstracts of 77th Annual Internat SEG Mtg, 2007: 229-233
- [23] WILLIS A, BUSONO P. Application of cross-correlation of angle stacks for velocity quality control in seismic imaging[J]. Expanded Abstracts of 88th Annual Internat SEG Mtg, 2018: 5203-5207
- [24] FOMEL S, BACKUS M M, DEANGELO M V, et al. Multicomponent seismic data registration for subsurface characterization in the shallow Gulf of Mexico[J]. Expanded Abstracts of Offshore Technology Conference, 2003: 15117
- [25] 帅领. 三维多波地震资料匹配方法研究[D]. 成都: 电子科技大学, 2018
- SHUAI L. Research on matching method of 3D multiwave seismic data [D]. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China, 2018
- [26] 罗红梅, 王长江, 刘书会, 等. 深度域高精度井震动态匹配方法[J]. 石油地球物理勘探, 2018, 53(5): 997-1005
- LUO H M, WANG C J, LIU S H, et al. Well-to-seismic calibration in the depth domain using dynamic depth warping[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2018, 53(5): 997-1005
- [27] 周鹏, 张益明, 刘志斌, 等. 地震道集优化方法及应用[J]. 石油地球物理勘探, 2016, 51(2): 232-237
- ZHOU P, ZHANG Y M, LIU Z B, et al. Seismic gather optimization[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2016, 51(2): 232-237
- [28] HILL R. The elastic behaviour of a crystalline aggregate[J]. Proceedings of the Physical Society, Section A, 1952, 65(5): 349-354
- [29] WOOD A W. A textbook of sound[M]. New York: The McMillan Company, 1955: 360
- [30] XU S, WHITE R E. A new velocity model for clay-sand mixtures[J]. Geophysical Prospecting, 1995, 43(1): 91-118
- [31] GASSMANN F. Elastic waves through a packing of spheres[J]. Geophysics, 1951, 16(4): 673-685
- [32] 桂金咏, 高建虎, 雍学善, 等. 基于双相介质理论的储层参数反演方法[J]. 地球物理学报, 2015, 58(9): 3424-3438
- GUI J Y, GAO J H, YONG X S, et al. Inversion of reservoir parameters based on dual-phase media theory[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2015, 58(9): 3424-3438
- [33] 凌东明, 杜启振, 田军, 等. 基于岩相约束的 Xu-White 模型线性化近似与反演[J]. 石油地球物理勘探, 2019, 54(3): 577-586
- LING D M, DU Q Z, TIAN J, et al. The Xu-White model linearized approximation and inversion based on lithofacies constraint [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2019, 54(3): 577-586
- [34] 刘巍, 邓海东, 张亮, 等. 时移地震采集时机可行性分析及研究——以南海 L 气田为例[J]. 石油物探, 2022, 61(3): 490-498
- LIU W, DENG H D, ZHANG L, et al. Feasibility study of time-lapse seismic acquisition timing—A case study in the L gas field[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2022, 61(3): 490-498
- [35] JUN H, CHO Y. Repeatability enhancement of time-lapse seismic data via a convolutional autoencoder[J]. Geophysical Journal International, 2022, 228(2): 1150-1170
- [36] KRAH E, CHRISTIE P. Seismic repeatability, normalized rms, and predictability[J]. The Leading Edge, 2002, 21(7): 640-647
- [37] UMOREN E B, GEORGE N J. Time lapse(4D) and AVO analysis: A case study of Gullfaks field, Northern North Sea[J]. NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics, 2018, 7(1): 62-77
- [38] KOSTER K, GABRIELS P, HARTUNG M, et al. Time-lapse seismic surveys in the North Sea and their business impact[J]. The Leading Edge, 2000, 19(3): 286-293
- [39] DANAEI S, HERMANA M, GHOSH D P. 4D seismic reservoir surveillance for a field located in Malaysian basins using different time-lapse seismic attributes [J]. Expanded Abstracts of 79th EAGE Annual Conference & Exhibition, 2017: Th-P7-15
- [40] SMITH P, MATTOX B. A time-lapse seismic repeatability test using the P-Cable high-resolution 3D marine acquisition system [J]. The Leading Edge, 2020, 39(7): 480-487

(编辑: 陈杰)