

邹强, 黄建平, 刘定进, 等. 基于最小二乘逆时偏移的声反射成像测井模拟[J]. CT 理论与应用研究, 2019, 28(1): 13-28. doi:10.15953/j.1004-4140.2019.28.01.02.

ZOU Q, HUANG J P, LIU D J, et al. Modeling of acoustic reflection imaging logging based on least-square reverse time migration[J]. CT Theory and Applications, 2019, 28(1): 13-28. doi:10.15953/j.1004-4140.2019.28.01.02. (in Chinese).

基于最小二乘逆时偏移的场声反射成像测井模拟

邹强¹, 黄建平^{1✉}, 刘定进², 魏巍³, 郭旭¹

1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580
2. 中国石油化工股份有限公司石油物探技术研究院, 南京 210014
3. 中国石化胜利油田分公司物探研究院, 山东 东营 257000

摘要: 近年来, 声反射成像测井技术 (ARILT) 在井旁裂缝、孔洞性储层评价中成为研究热点。常规 ARILT 的探测深度一般在 20 m 以内, 且对复杂构造边界刻画能力不足。本文基于测井观测系统及采集参数, 将最小二乘逆时偏移 (LSRTM) 地震成像技术引入 ARILT 中, 以提高井旁区域有效成像范围和成像精度。本文在实现偏移算法及处理流程基础上, 将算法用于典型模型和实际资料, 重点分析不同频率、深度和偏移方法成像效果的差异。成像结果对比发现: ① 偏移算法影响 ARILT 成像精度, LSRTM 具有较高分辨率, 并能揭示构造体横向变化特征; ② 激发源频率也影响成像分辨率, 提高频率会改善分辨率, 但会降低探测深度; ③ 在给定的测井观测参数下, LSRTM 能有效探测 23 m 范围内的井旁构造。

关键词: 声反射成像测井; 最小二乘逆时偏移; 分辨率; 探测深度

doi:10.15953/j.1004-4140.2019.28.01.02 中图分类号: O 242; P 631 文献标志码: A

井旁地震信息一直以来都是石油勘探开发的热点, 尤其在井旁会存在许多高角度裂缝、溶洞、小断层。随着油气勘探开发技术提高, 研究者们越来越急切地掌握这些微小型地质构造的信息。声反射成像测井技术 (acoustic reflection imaging logging technique, ARILT) 是识别这些地质构造体的有效方法^[1], 其主要原理是利用从阵列声波测井中提取的反射波信息对井外地层界面、裂缝及溶洞等进行成像, 相比地震勘探有较高的分辨率, 可达十几厘米, 然而探测深度一般只有十几米^[2-3]。

对于 ARILT 理论的研究和创新, 国内外学者也做出了巨大的贡献。Hornby^[2]从全波列数据中提取声反射波信息, 并通过重构方程补充反射信号损失的能量, 再利用地震成像方法对井旁结构进行成像, 并分析不同频率和倾角下的振幅响应。Tang 等^[4]利用参数波分离方法从阵列测井资料中分离出了反射波资料, 通过资料叠加方式增强反射波信号能量, 为了方便处理数据的配置, 用 Kirchhoff 偏移算法对资料进行了成像, 得到有效的成像结果。车小花^[5]从数值模拟、物理模拟和数据处理三个方面对反射声波成像测井技术进行系统性的分析, 为后续研究者提供了较为全面的理论基础。Esmersoy^[6]通过波场分离得到水平井中的声反射数据, 利用叠前 Kirchhoff 偏移得到了准确的结果, 确定井眼轨迹和地层界面之间的

收稿日期: 2018-09-25。

基金项目: 中国科学院战略性先导科技专项 (A) (XDA14010303); 国家自然科学基金重点项目 (41720104006); 国家油气重大专项 (2016ZX05014-001-008HZ)。

位置关系。肖承文等^[7]提出基于射线理论的 Kirchhoff 积分法偏移在实际应用中存在一定的局限,如深层构造的成像精度变低、在复杂介质中难以获得正确的振幅信息等,并将基于波动方程的裂步式傅里叶法偏移成像用到声反射成像测井中弥补了 Kirchhoff 偏移的缺点,可以有效回避地面地震中低信噪比和初始速度模型不准等问题。陶果等^[8]研究了声反射成像测井在地层中的三维波场,指出以波动方程为基础的数值模拟方法来精确描述声反射成像测井的波场更有利于数据处理和解释。李军孝^[9]将有限差分逆时偏移引入声反射成像测井,通过对井外层状模型,倾斜界面模型,断层模型,挡板模型以及溶洞模型的叠前逆时偏移成像处理,证明了该方法的有效性。

目前大多数 ARILT 是基于叠前 Kirchhoff 积分法偏移,而该方法由于基于射线理论,因此不能获得波场完整的动力学特征,缺乏正确的振幅信息,且不能显示构造体的横向变化。虽然也有研究者将基于双程波动方程的逆时偏移技术引入 ARILT 中,但逆时偏移技术也有其本身的局限,且成像精度还有待改善。最小二乘逆时偏移(least-square reverse time migration, LSRTM)由于其计算量和对存储要求高等缺点,目前鲜有学者将该技术引入 ARILT 中。然而 LSRTM 技术是一种基于线性化反演理论的真振幅成像方法,相比于常规的逆时偏移,具有更好的保幅性、更高的分辨率、更少的偏移噪声^[10-11]。

目前对于 LSRTM 的研究已经有了很成熟的理论基础,并对实际资料也有一定的适应性。Tarantola^[12]最初在 1984 年给出了最小二乘反演问题的理论框架,之后 Lebras 等^[13]和 Lambare 等^[14]进行了补充和完善;Duquet 等^[15]提出在处理起伏地表和由不规则粗采样的地震波场引起的成像误差时,LSRTM 比传统的 Kirchhoff 偏移具有更大优势;Plessix 等^[16]详细地分析了 LSRTM 的本质,通过模型测试说明其在复杂地质构造成像中的优势;李庆洋等^[17]考虑了梯度的随机特性,提出优化相位编码的 LSRIM 算法,相比于传统相位编码 LSRIM 方法,收敛速度更快,可节省计算成本、提高计算效率。Dai 等^[18]和 Tang^[19]将逆时偏移算子引入到 LSRTM 中处理多震源成像问题,采用相位编码技术提高成像效率,以提高 LSRTM 技术的实用能力;黄建平等^[20]提出一种基于平面波静态编码的 LSRTM,验证该方法能有效抑制低频成像噪声和串扰噪声,能补偿中深部成像能量,是一种较为有效的保幅成像策略;Liu 等^[21]提出一种有效步长互相关的 LSRIM,与传统算法相比,提高了计算效率和对复杂模型的适应性,李庆洋等^[22]推导了一阶速度-应力方程的多震源 LSRTM,证明这种方法更易于处理强非均匀变密度介质,从而更加符合地下实际情况;刘梦丽等^[23]提出一种基于角度滤波成像的 LSRTM,证实这种方法可彻底压制浅层构造的低频噪声,有效消除震源效应,在浅、中、深层均具有更好的保幅性。

因此,本文将 LSRTM 引入 ARILT 技术中,利用 LSRTM 算法测试了溶洞、裂缝、断层等异常反射体和实际资料的成像特征。结果显示,LSRTM 方法可以较好地对这些复杂地质结构进行成像,并分析不同频率、深度和偏移算法下的成像结果,探讨其成像分辨率和探测深度,验证 LSRTM 可较好地应用于 ARILT 技术中。

1 方法原理

1.1 基于双程波动方程的逆时偏移

由于背景模型中传播方向的变化,基于单程波动方程的成像技术不足以在复杂介质中获得准确的成像结果^[24]。如果模型中存在回转波,且存在剧烈横向变速和较大的反射倾角,

传统的单程波偏移算法的处理能力是非常有限的。由于不受倾角变化和横向急剧变速的影响，基于双程波动方程的逆时偏移作为一种先进的成像技术在 1983 年被 Baysal 等^[25]和 McMechan^[26]提出，但由于其计算的复杂性和内存方面的需求等问题，并不适用于实际工作情况。近年来，由于计算机技术高速发展，这种方法越来越被重视。逆时偏移的成像过程主要分为三大步：获取震源波场、获取接收波场、利用成像条件成像。

1.1.1 获取震源波场

震源波场的获取实际上是一个正演的过程，以高阶交错网格声波方程正演的原理来介绍该过程。

非均匀各向同性介质中二维声波方程的一阶应力-速度方程^[27]形式可表示为

$$\begin{cases} \frac{\partial u}{\partial t} = \rho v^2 \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) \\ \frac{\partial v_x}{\partial t} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial u}{\partial x} \\ \frac{\partial v_z}{\partial t} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial u}{\partial z} \end{cases} \quad (1)$$

其中， v_x, v_z 是质点的偏振速度， ρ 是密度， u 是法线应力， v_p 是波速。

交错网格高阶差分法利用了半网格点的值，具有很高的模拟精度，计算效率很高，离散格式为：

$$u_{i,j}^{k+1} = u_{i,j}^k - \frac{\Delta t \rho v_p^2}{\Delta x} \left\{ \sum_{n=1}^N a_n (v_{xi+n-1/2,j}^{k+1/2} - v_{xi-n+1/2,j}^{k+1/2}) \right\} - \frac{\Delta t \rho v_p^2}{\Delta z} \left\{ \sum_{n=1}^N a_n (v_{zi+n-1/2,j}^{k+1/2} - v_{zi-n+1/2,j}^{k+1/2}) \right\} \quad (2)$$

$$v_{xi+1/2,j}^{k+3/2} = v_{xi+1/2,j}^{k+1/2} - \frac{\Delta t}{\Delta x \rho} \left\{ \sum_{n=1}^N a_n (u_{i+n,j}^{k+1} - u_{i-n+1,j}^{k+1}) \right\} \quad (3)$$

$$v_{zi,j+1/2}^{k+3/2} = v_{zi,j+1/2}^{k+1/2} - \frac{\Delta t}{\Delta z \rho} \left\{ \sum_{n=1}^N a_n (u_{i+n,j}^{k+1} - u_{i-n+1,j}^{k+1}) \right\} \quad (4)$$

$(u, v_x, v_z)_{i,j}^k = (u, v_x, v_z)(x + i\Delta x, z + j\Delta z, k + k\Delta t)$ 表示波场和偏振速度， Δx 和 Δz 指网格间距， Δt 为时间采样间隔， i 和 j 指空间网格点坐标。 a_n 为差分系数，可通过泰勒近似求解线性方程组获取。因此根据离散差分方程，可以得到波场在所有网格点上的值，然后将全部时间段的震源波场值保存下来，就可以得到震源波场。

值得注意的是，只有当算法是稳定的才有意义，二维声波方程交错网格稳定性条件可由公式 (5) 表示^[28]

$$\Delta t v_p \left(\frac{1}{\Delta x^2} + \frac{1}{\Delta z^2} \right)^{\frac{1}{2}} \leq \frac{1}{\sum_{n=1}^N |a_n|} \quad (5)$$

1.1.2 获取接收波场

接收波场在时间方向从最大时刻进行反向传播至零时刻，并在每一时刻读取相应时刻的震源波场值，利用震源波场值，按交错网络的传播算子求得每一时刻所有网格点处的接收波场值。

1.1.3 互相关的成像条件

互相关成像条件可以表示为^[29]

$$I(x) = \sum_{s=1}^{ns} \left(\int_0^{t_{\max}} dt \sum_{g=1}^{ng} p_s(x, t; x_s) p_g(x, t; x_g) \right) \quad (6)$$

其中, $I(x)$ 是 x 处的偏移成像值; $p_s(x, t; x_s)$, $p_g(x, t; x_g)$ 是在 x 处的震源波场和接收波场。利用照明补偿, 可以得到改进的互相关成像条件:

$$I(x) = \sum_{s=1}^{ns} \frac{\int_0^{t_{\max}} dt \sum_{g=1}^{ng} p_s(x, t; x_s) p_g(x, t; x_g)}{\int_0^{t_{\max}} dt p_s(x, t; x_s) p_g(x, t; x_g) + \sigma^2} \quad (7)$$

其中, σ 趋近于 0。

1.2 常规逆时偏移存在的问题和解决方法

1.2.1 低频噪声

传统逆时偏移在成像过程中会形成低波数噪声, 这种低波数噪声都是其特有的、最主要的噪声, 严重干扰了成像剖面的质量及进一步的处理和解释。实际成像中, 只要波矢量的夹角很大(接近 180°) 都是无物理意义的成像, 结果均表现为低波数噪声。小角度选择性成像是压制低波数噪声的有效方法, 因此需要计算传播角度。波印亭矢量 (poynting vector, PV) 被广泛用于计算压力场的传播角度, 并从叠前逆时偏移中产生角度域共成像点道集 (angle domain common image gathers, ADCIGs), 可由慢度法推导 PV 的表达式^[30]:

$$p = -u \frac{1}{\rho} \int \frac{\partial u}{\partial t} dt \quad (8)$$

以一个孔洞模型来测试引入 PV 之后的效果。在满足稳定性条件的前提下, 给出模型参数: 横向网格点为 754, 纵向网格点为 314, 横纵向网格间距均为 0.076 m, 时间采样间隔为 0.002 ms, 总时间为 0.015 s, 子波震源选取 3 000 Hz 的雷克子波。采用移动接收的方式, 从井的某一段开始, 按井深方向依次均匀布置 100 炮, 炮间距为 0.381 m (5 个网格点),

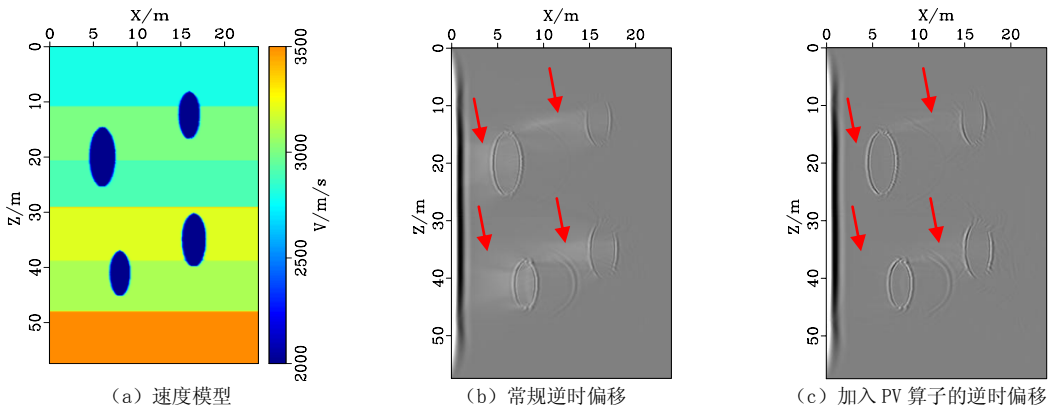


图1 孔洞速度模型成像结果

Fig.1 Imaging results for hole velocity model

每炮采用 254 个检波器两边接收的方式，道间距为 0.076 m (1 个网格点)。利用常规逆时偏移算法模拟成像测井，速度模型及成像结果如图 1 所示。此处特别指出，测井仪器的接收器有着固定的间距，按照某测井仪器的间距为 0.152 m 来定义网格间距，网格间距为 0.076 m 是指在每两个接收器之间用两个检波器来模拟成像测井，模型速度大小分别基于某口井给予的。

从图 1 (b) 可以看出，存在一些明显的低频噪声 (如图红色箭头所指)，这些噪声产生的原因是：在使用双程波动方程进行波场构建时遇到波阻抗分界面就会发生反射，导致在成像过程中形成了低波数噪声。然而从图 1 (c) 可以看出，在加入了基于传播角度的 PV 算子之后，这些低波数噪声很明显有所降低甚至消失，成像的信噪比也有了明显的提高，因此，在逆时偏移成像中加入 PV 算子是很有必要的。

1.2.2 边界储存策略

虽然逆时偏移不受地层倾角的限制，适合复杂构造成像，但由于其大存储量使得计算成本很高，无法用于大数据量的地震成像，因此并不适用。但根据其成像算法特点，可以在边界存储问题上做一些改进，减少储存量。边界储存策略利用最后两个时刻的波场值进行反向传播计算出之前任何时刻的波场值，这在传播顺序上和接收波场反向传播一致，因此不需要额外的存储量。该策略需要事先进行一次炮点正向传播，但较大地降低了逆时偏移的存储量，具有存储量小，计算量相对较少，易于实现，且能适用于任何边界条件等优点。

采用常规逆时偏移需要的储存量为：

$$S = 4 \times N_x \times N_z \times N_t \quad (9)$$

如果采用边界储存策略，需要的储存量应为^[31]：

$$S = 8 \times N_p \times (N_x + N_z) \times N_t \quad (10)$$

其中： S 为储存量，单位为字节， N_x, N_z 为空间网格点数， N_t 为时间采样点数， N_p 为边界层厚度。按上述的所测试模孔洞模型计算，其网格大小为 754×314 ，边界网格点 50，时间采样点为 7501，则原本需要 6.6 G 的存储量采用了边界储存策略之后，其存储量降到 2.9 G，如果模型再大一点，效果会更加明显，因此采用边界储存策略对逆时偏移很有必要。

1.3 LSRTM 技术原理

LSRTM 的成像过程也是基于常规逆时偏移，然而 LSRTM 是基于线性反演理论，使得观测数据与模拟数据在最小二乘的意义下达到最小，因此 LSRTM 算法优于常规逆时偏移，其基本算法如下。

1.3.1 散射波场的推导

以二阶声波方程为例，已知二维各向同性标量声波方程为：

$$-\frac{1}{v_p^2(x, z)} \frac{\partial^2 u(x, z)}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 u(x, z)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u(x, z)}{\partial z^2} + f(x, z) \quad (11)$$

u 表示总波场， x, z 表示空间坐标， t 表示走时， f 表示震源项，只在震源处有值。 v_p 为波速，对方程两边做时间傅里叶变换：

$$-\frac{1}{v_p^2(x, z)} \omega^2 \hat{u}(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) = \nabla^2 \hat{u}(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) + \delta(\mathbf{x} - \mathbf{r}_s) \hat{f}(\omega) \quad (12)$$

$\hat{u}(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s)$ 表示傅里叶变换, ω 表示角频率, $\mathbf{x} = (x, z)$ 是空间坐标位置, \mathbf{r}_s 表示震源位置。根据散射定理有, 总波场等于背景波场与散射波场之和, 即

$$\hat{u}(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) = \hat{u}_0(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) + \hat{u}_s(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \quad (13)$$

同时此处定义慢度 $s^2(\mathbf{x}) = \frac{1}{v_p^2(x, z)}$, 在研究区域, 根据介质的扰动定理, 介质慢度的平方可由背景慢度的平方和扰动慢度的平方之和表示

$$s^2(\mathbf{x}) = s_0^2(\mathbf{x}) + \Delta s^2(\mathbf{x}) \quad (14)$$

将 (13) 和 (14) 式代入 (12) 式

$$\begin{aligned} -\left(s_0^2(\mathbf{x}) + \Delta s^2(\mathbf{x})\right)\omega^2\hat{u}_0(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) - \left(s_0^2(\mathbf{x}) + \Delta s^2(\mathbf{x})\right)\omega^2\hat{u}_s(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) = \\ \nabla^2\hat{u}_0(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) + \nabla^2\hat{u}_s(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) + \delta(\mathbf{x} - \mathbf{r}_s)\hat{f}(\omega) \end{aligned} \quad (15)$$

由于背景波场也满足声波方程, 所以有:

$$\frac{1}{v_p^2(x, z)}\omega^2\hat{u}_0(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) = \nabla^2\hat{u}_0(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) + \delta(\mathbf{x} - \mathbf{r}_s)\hat{f}(\omega) \quad (16)$$

因此方程 (15) 减去方程 (16), 整理之后, 可以推出散射波场的控制方程:

$$\nabla^2\hat{u}_s(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) + s^2(\mathbf{x})\omega^2\hat{u}_s(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) = -\Delta s^2(\mathbf{x})\omega^2\hat{u}_0(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \quad (17)$$

可知, Green 函数描述点源产生的场, 对于背景波场的波动方程, 可以由 Green 函数来表示其解析解:

$$\hat{u}_0(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) = \int \hat{f}(\omega)G(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) d\mathbf{x} \quad (18)$$

显然, 对于方程 (17), 物理意义为散射波场是由散射源 $-s^2\omega^2\hat{u}_0(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s)$ 作用产生的。因此, 散射波场震源函数为 $\hat{f}(\omega) = -\Delta s^2\omega^2\hat{u}_0(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s)$, 再根据 born 散射定理, 即只考虑一阶散射波的作用, 可以将散射波场的解析解表示为^[32]:

$$\hat{u}_s(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) = \int -\Delta s^2(\mathbf{x})\omega^2\hat{f}(\omega)G(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s)G(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}) d\mathbf{x} \quad (19)$$

从方程 (17) 可以看出, 要求解散射波场, 分为两步, 第一步是正演得到背景波场 \hat{u}_0 , 第二步是根据所得的背景波场与扰动慢度组成新的震源项再做一次正演, 得到扰动波场, 因此 LSRTM 的方法计算量很大。为方便说明, 定义 $m = -\Delta s^2(\mathbf{x})$, 令:

$$L = \omega^2 \int \hat{f}(\omega)G(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s)G(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}) d\mathbf{x} \quad (20)$$

将方程 (19) 写成矩阵形式:

$$\hat{u}_s^{cal} = Lm \quad (21)$$

\hat{u}_s^{cal} 表示模拟数据, L 的物理意义是波场的正向传播算子, 在 born 近似的情况下, 它也是反偏移算子。

1.3.2 最小二乘基本原理

对于方程 (21), 无法直接求解, 一般采用的方法是迭代求解, LSRTM 的初衷是为了寻求最优的地下介质模型, 以使得模拟波场与观测波场的残差最小, 这是一个最小范数的问题。根据以上特点构造目标泛函

$$E(m) = \frac{1}{2} \left\| \hat{u}_s^{cal} - \hat{u}_{obs} \right\|_2^2 \quad (22)$$

其中, $\left\| \cdot \right\|_2^2$ 代表向量的 L2 范数, \hat{u}_s^{cal} 表示所求得的扰动波场, \hat{u}_{obs} 为观测到的扰动波场, 也是初始扰动波场, 可由真实波场与平滑波场相减得到, 此时需要构造迭代方程, 此处采用最速下降法求解迭代方程:

$$m^{k+1} = m^k - \alpha \nabla E(m^k) \quad (23)$$

其中 A 为预处理算子, 若采用高斯-牛顿法, A 一般为 Hessian 的逆, 但由于计算量太大, 直接求取不太现实, 一般采用 Hessian 的对角元素来近似, 而散射波场是一阶线性的, 再根据方程 (21) 和方程 (22), Hessian 可表示为 $H = L^T L$ 为迭代步长, $\nabla E(m^k)$ 为目标范函的一阶导数:

$$\nabla E(m^k) = \left(\hat{u}_s^{cal} - \hat{u}_{obs} \right) \frac{\partial \hat{u}_s^{cal}}{\partial m} \quad (24)$$

其中 $\frac{\partial \hat{u}_s^{cal}}{\partial m}$ 为偏导数波场, 反映扰动波场对模型参数的敏感性, 以 m 为变量, 对方程 (22) 两边求偏导, 再结合方程 (19), 有

$$\frac{\partial \hat{u}_s^{cal}}{\partial m} = \omega^2 \sum_{r_s} \sum_r \left(\hat{f}(\omega) G(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}_s) \cdot G(\omega, \mathbf{x}, \mathbf{r}) \right) \quad (25)$$

因此可以根据迭代方程来不断更新迭代参数, 从而逐步减少拟合误差, 并根据残差对逆时偏移成像结果进行修正, 即可得到 LSRTM 的成像结果。

2 偏移成像结果

2.1 速度建模

(1) 方式一: 利用 Tesseral^[33] 软件, Tesseral 是方便易用的 2D 地质/地球物理建模软件, 能够对复杂地质模型进行建模作业。

(2) 方式二: 利用 Matlab 和 Photoshop 联合建模。可以知道, 每种颜色是由三种基本的颜色 (红, 绿, 蓝, 即三原色) 组成, 三原色各占的比例不同则会显示不同的颜色, 而不同的颜色在 Matlab 下都会有一个相应的值, 例如黑色的对应的值为 0, 黄色对应 130 等等。具体实现过程: 首先利用 Photoshop 绘制所需要建立的模型图片, 图片分辨率代表模型网格点数; 利用 Matlab 函数将该图片转换成具有数据的矩阵; 最后利用 Matlab 脚本将图片所得数据矩阵更新成所需要的速度值, 如此便能得到任何所需的地球物理速度模型。

2.2 模型试算

2.2.1 不规则异常体混合速度模型

(1) 不同成像算法的结果对比

众所周知, 大多数情况, 地下地质情况要比理想模型复杂得多, 平常测试的平层、单一结构、单向变速等简单模型在实际情况中基本不存在。本文基于实际井旁情况, 建立不规则低速异常体混合速度模型, 在验证 LSRTM 算法有效性的前提下, 也与常规逆时偏移进行比较, 充分突出了算法的优势, 同时也说明 LSRTM 对测井成像方法的适用性, 为井旁异常结构探测提供了理论依据。模型参数: 横向网格点为 314, 纵向网格点为 654, 横纵向网

格间距都为 0.076 m, 时间采样间隔为 0.002 ms, 最大记录时间为 0.015 s, 震源采用 3 000 Hz 的雷克子波。从井的某一段开始, 按井深方向依次均匀布置 100 炮, 采用全接收的方式, 炮间距为 0.532 m(7 个网格点), 每炮由 654 个检波器接收, 道间距为 0.076 m(1 个网格点), 速度模型和扰动模型如图 2 所示。

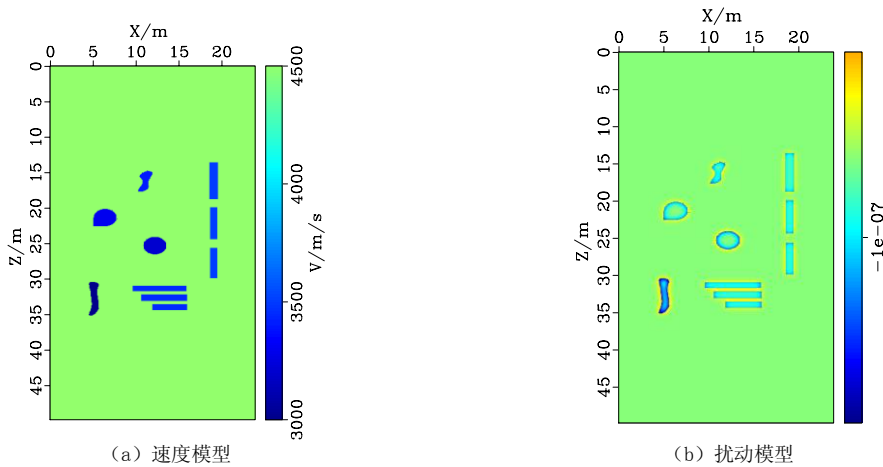


图 2 不规则异常体模型
Fig.2 Anomaly body model

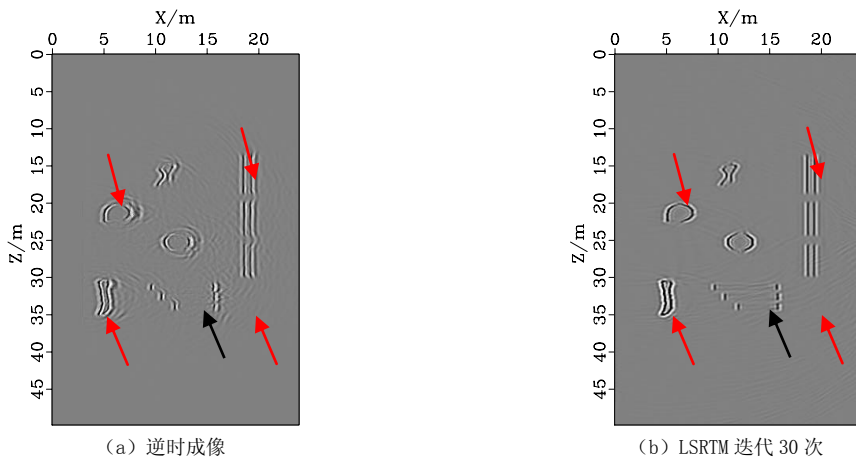


图 3 不规则异常体模型成像
Fig.3 Imaging of anomaly body model

成像结果如图 3 所示, 从图 3 (a) 可以看出, 传统的逆时偏移效果欠佳, 虽然可以准确反应异常构造体的位置, 但在异常结构体的外围还存在一些不收敛的假象 (图 3 红色箭头), 分辨率还不够高。然而从图 3 (b) 可以看出, LSRTM 不仅可以准确反应这些异常构造体的位置, 对其几何形状也能准确刻画, 分辨率大大提高。更重要的是, LSRTM 对构造体的横向变化也有所显示 (图 2 黑色箭头所示), 然而常规逆时偏移并不能显示出 (kirchhoff 积分偏移也不能), 这对于水平薄层的识别也是非常重要的。从图中我们还可以看出, 基于测井频带的 LSRTM 可以对 20 m 以内的构造体准确成像, 所以 LSRTM 同样也适用于成像测井。

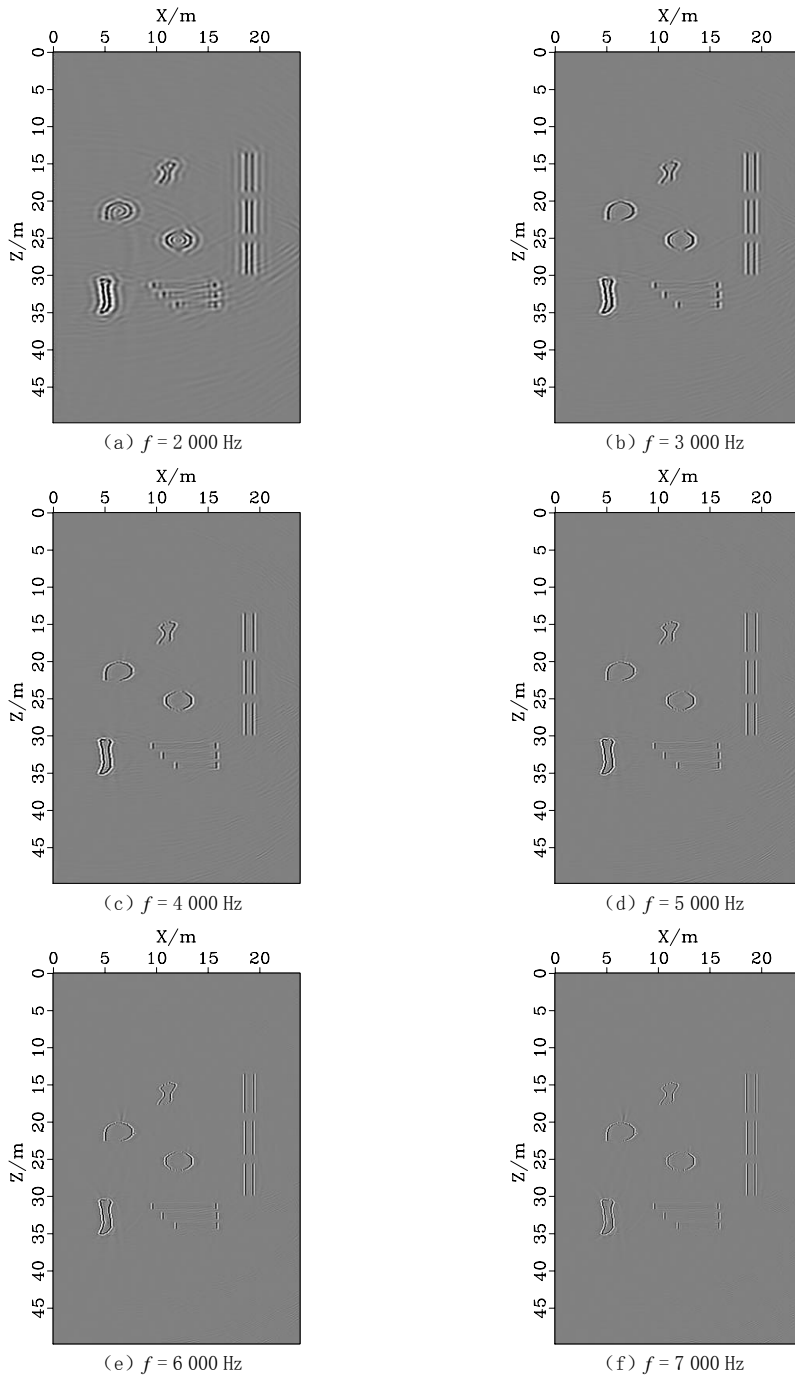


图4 不同频率的LSRTM成像结果

Fig.4 Imaging results with different frequencies

(2) 不同频率对成像测井结果的影响

在声反射成像测井的过程中，激发频率的选取对成像结果有很大的影响，为了进一步研究频率的改变对测井成像结果的影响以及选取什么样的频带最为合适，我们利用不同的频率对上述不规则异常体模型再次进行成像研究，模型参数与上述一致，且均满足稳定性

条件。利用 LSRTM 迭代 30 次对其成像, 结果如图 4 所示。

从图 4 可以看出, 随着频率的提高, 成像结果会向内收敛, 成像分辨率会提高, 在频率达到 5 000 Hz 时, 已经有很高的成像分辨率了, 再提高频率, 收益效果不是很大, 而且考虑到大地的高频滤波作用, 不建议再提高频率, 将震源频率控制在 3 000~5 000 Hz 较为合理。

2.2.2 高角度裂缝

裂缝以及其走向和延伸情况是成像测井需要探测的重要构造之一, 特别是高角度裂缝, 因此, 为了模拟井周围的微小型裂缝, 本文在基本薄互层的背景下建立高角度裂缝的地球物理速度模型, 裂缝倾角为 $50^{\circ} \sim 70^{\circ}$ 。模型大小横向网格点为 314, 纵向网格点为 754。为了比较测井频带与地震频带成像的区别, 分别选取了不同的计算参数。地震频带: 横向网格间距均为 20 m, 时间采样为 1 ms, 总时间为 4 s, 采用 30 Hz 的雷克子波。测井频带: 横纵向网格间距都为 0.076 m, 时间采样间隔为 0.002 ms, 最大记录时间为 0.015 s, 采用 3 000 Hz 的雷克子波。从井的某一段开始, 按井深方向依次均匀布置 100 炮, 采用全接收的方式, 炮间距均为 0.532 m (7 个网格点), 每炮由 754 个检波器接收, 道间距为 0.076 m (1 个网格点), 如图 5 所示。

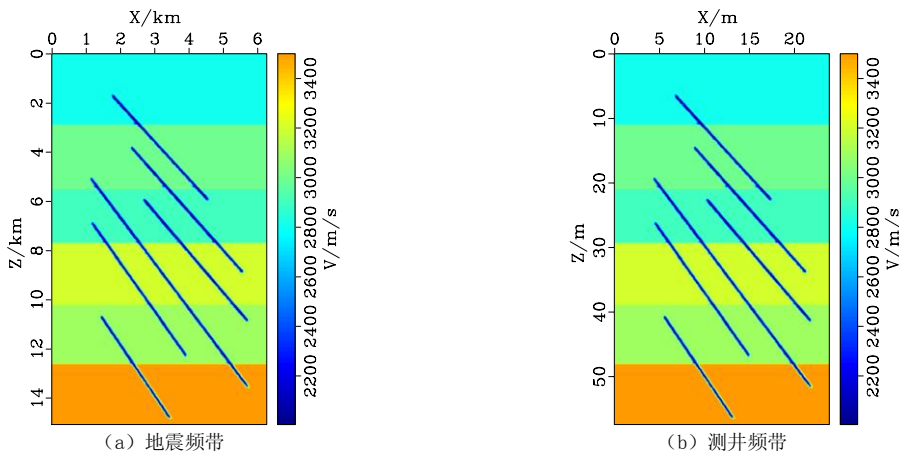


图 5 裂缝速度模型

Fig.5 Fracture velocity model

对模型进行 LSRTM 30 次迭代成像测试, 如下图 6 所示。从成像结果来看, 两种频带都能准确反应裂缝的位置及几何形状, 具有较高的成像精度, 验证了算法的有效性。对比图 6 (a) 和图 6 (b), 可以发现, 地震频带信号的成像结果从浅到深都能准确成像, 而测井频带的成像结果超过 20 m 左右会出现不收敛的现象, 从侧面可以反应出地震成像探测深度要深于测井, 成像测井的探测深度是有极限的。

2.2.3 微型孔洞模型

由于井周围可能会存在微型的孔洞, 研究这些孔洞的孔隙度、渗透率、饱和度对精细描述复杂油气藏有着非凡的意义。随着勘探程度的增大, 这些微型结构也越来越受到重视, 这关系到油藏检测以及剩余油的开采。因此, 针对这些特点, 基于之前的裂缝模型的背景速度场制作了微型孔洞的速度模型。同时为了进一步探究最小二乘逆时偏移在测井频带探

测深度的极限，同时将原来的速度模型横向加宽。原模型大小为，横向网格点 314，纵向网格点为 754，总接收时间为 0.015 s。加宽后的模型大小为，横向网格点 414，纵向网格点 754，总接收时间 0.019 s，震源采用 3 000 Hz 的雷克子波，观测系统和计算参数与上述裂缝测井频带一致，速度模型如图 7 所示。

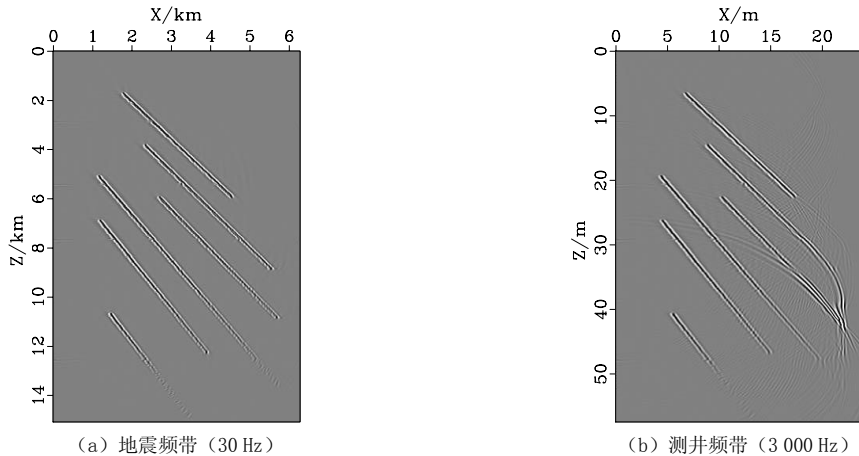


图 6 LSRTM 迭代 30 次

Fig. 6 LSRTM with 30 iterations

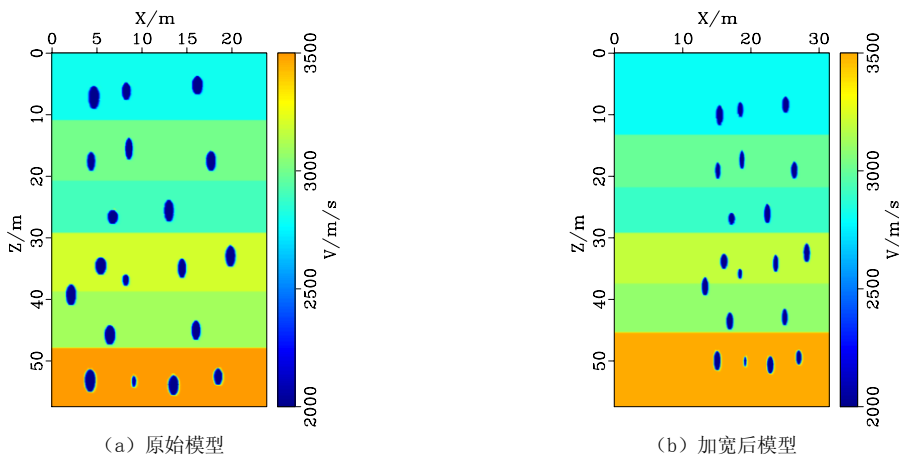


图 7 微孔洞速度模型

Fig. 7 Micro hole velocity model

利用 LSRTM 对原始速度模型进行 30 次迭代成像，结果如下图 8 所示，从图 8 (a) 可以看出，当超过 20 m 时（如图红色箭头），微孔洞的几何形状开始不收敛。为了进一步证明这种现象，对加宽后的速度模型进行 LSRTM 成像，将总的接收时间提高到 0.019 s。如图 8 (b) 所示，超过 23 m 左右处已经不能准确成像，而之前测试的不规则异常体速度模型主要异常体都控制在 23 m 以内，利用 LSRTM 却能准确成像，这进一步地说明了成像测井的探测深度是有限度的。如果用 LSRTM 成像，探测深度可以提高到 23 m 左右，而且 LSRTM 可以适应非常复杂的地层构造，这也体现了 LSRTM 的优势。

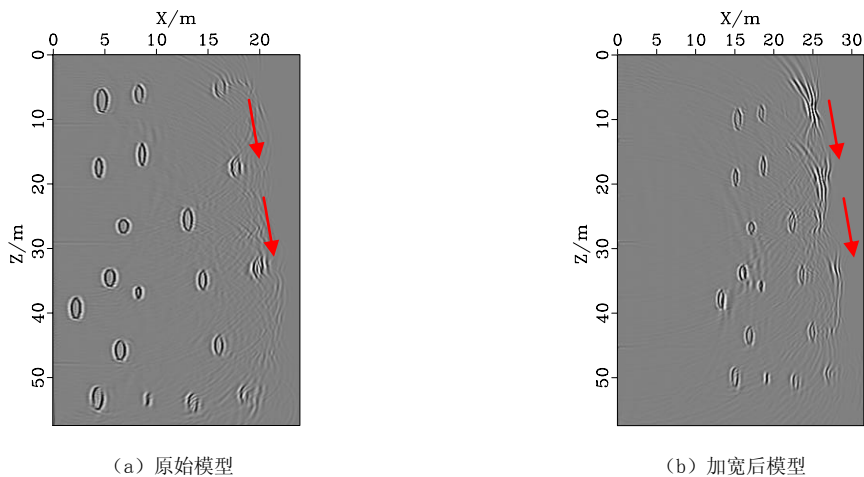


图 8 LSRTM 迭代 30 次
Fig.8 LSRTM with 30iterations

2.2.4 实际资料试算

(1) 速度模型的建立

本文截取了某油田横波远探测声反射成像测井成像结果图的一部分，通过 2.1 节速度建模方式二，建立了地球物理速度模型，如图 9 (a) 所示。模型速度的大小基于某油田提供的 las 文件中的声波测井 (AC) 数据与深度数据。

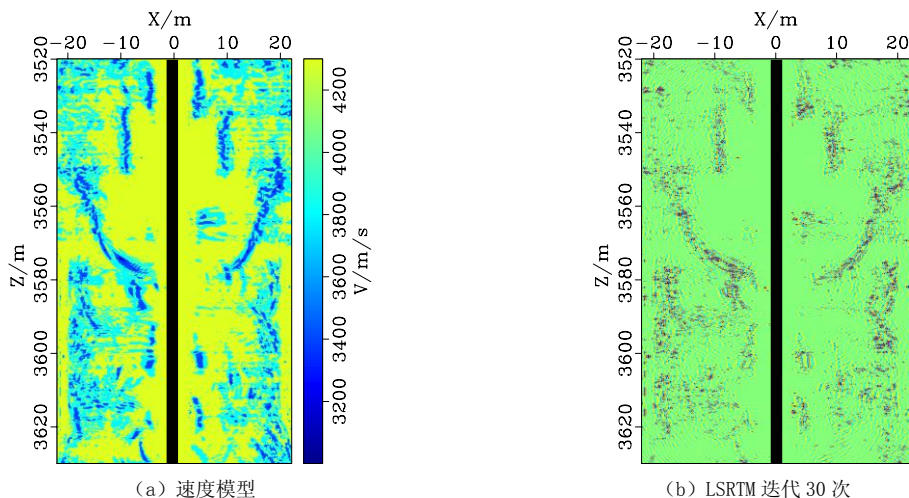


图 9 实际资料
Fig.9 Actual data

(2) 速度模型参数

模型深度：3 520~3 630 m，横向延伸分别为左右各 23 m，所建立模型大小横向网格点为 580，纵向网格点为 1 443，实际模型大小为 46 m×110 m，空间采样间隔为 0.076 m，时间采样间隔为 0.002 ms。计算参数为：总计算时间为 0.015 s，采用的震源为 3 000 Hz 的雷克

子波，速度大小分布为 3 000~4 300 m/s。从井深 3 520 m 处开始，按井深方向依次均匀布置 100 炮，采用全接收的方式，炮间距为 1.067 m (14 个网格点)，每炮由 1 443 个检波器接收，道间距为 0.076 m (1 个网格点)。

采用 LSRTM 迭代 30 次分别对仪器 (中间黑色条状代表测井仪器) 左右两侧成像，结果如图 9 (b)，从图中可以看出，LSRTM 可以较好地适用于实际资料，值得推广。从图中所显示的反射特征，可以看出，该储层段有着发育的溶洞和裂缝，经取芯已经证实该储层段蕴含着不可忽略的油气，具有很大的开采价值。

3 讨论与结论

3.1 讨论

尽管本文方法在模型试算中取得一定的成像效果，但是仍然存在诸多问题需要进一步解决：① LSRTM 目标函数的选取是非常关键的，选择 L2 范数，以及 Huber 范数，对噪声都比较敏感，相比而言，Liu 等^[34]提出的互相关目标函数，抗噪性效果较好；② 基于波形拟合的 LSRTM 对背景速度模型的依赖性很强，误差太大的速度模型容易产生周波跳跃现象，导致难以得到全局最优解，为此，刘玉金等^[35]提出了一种基于扩展成像条件的 LSRTM，降低了 LSRTM 对初始模型的依赖性；③ 在迭代更新时，浅层和深层更新能量差异较大，这也是需要解决的问题之一；④ 本文算法只用到 0 声波方程，而影响探测深度的因素有很多，如果用更接近于地下地质情况的弹性波方程或者粘弹方程来成像，会得到更多不同的结论。

3.2 结论

本文在推导并实现 LSRTM 算法的基础上，将方法用于声波测井模型数据及实际资料试处理中，通过不同成像方法及计算参数对比，得到如下几点认识：

(1) 基于测井频带声反射信号的 LSRTM 具有较高的成像精度，能够对复杂地质结构 (如高角度裂缝、微型孔洞、不规则异常体等) 准确成像，相对常规 RTM 具有明显的优势，由于 LSRTM 是基于反演理论，能够对信号进行保幅成像，因此相比常规的 ARILT，具有较远的探测深度。LSRTM 的探测深度为 23 m 左右。

(2) 通过提高发射源的频率可以提高成像分辨率，但会降低探测深度，不同频率成像结果对比分析发现，将发射源的频率控制在 3 000~5 000 Hz，较为合理。

(3) LSRTM 算法能够较好提高成像精度，但会增加计算负担，下一步可通过发展多震源编码等优化策略提高计算效率，增强方法对实际资料的适应性。

参考文献

- [1] 柴细元, 张文瑞, 王贵清, 等. 远探测声波反射波成像测井技术在裂缝性储层评价中的应用[J]. 测井技术, 2009, 33(6): 539-543. doi:10.3969/j.issn.1004-1338.2009.06.009.
CHAI X Y, ZHANG W R, WANG G Q, et al. Application of remote exploration acoustic reflection imaging logging technique in fractured reservoir[J]. Well Logging Technology, 2009, 33(6): 539-543. doi:10.3969/j.issn.1004-1338.2009.06.009. (in Chinese).
- [2] HORNBY B E. Imaging of near-borehole structure using full-waveform sonic data[J]. Geophysics, 1989, 54(6): 747-757. doi:10.1190/1.1442702.
- [3] BOLSHAKOV A O, Patterson D J, Lan C. Deep fracture imaging around the wellbore using dipole

- acoustic logging[J]. Society of Petroleum Engineers, 2011. doi:10.2118/146769-MS.
- [4] TANG X M, Zheng Y, Patterson D. Processing array acoustic-logging data to image near-borehole geologic structures[J]. Geophysics, 2007, 72(2): E87-E97. doi:10.1190/1.2435083.
- [5] 车小花. 反射声波成像测井基础研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2003.
CHE X H. Basic research on reflection acoustic imaging logging[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2003. (in Chinese).
- [6] ESMERSOY C. Acoustic imaging of reservoir structure from a horizontal well[J]. Leading Edge, 1998, 17(7): 940-946. doi:10.1190/1.1438075.
- [7] 肖承文, 李军孝, 吴兴能, 等. 远探测声反射成像测井裂步式傅里叶法偏移成像[J]. 测井技术, 2014, 38(2): 174-178. doi:10.3969/j.issn.1004-1338.2014.02.008.
XIAO C W, LI J X, WU X N, et al. Split-step Fourier migration in remote exploration acoustic reflection imaging logging[J]. Well Logging Technology, 2014, 38(2): 174-178. doi:10.3969/j.issn.1004-1338.2014.02.008. (in Chinese).
- [8] 陶果, 何峰江, 王兵, 等. 声反射成像测井在地层中的三维波场模拟方法研究[J]. 中国科学: 地球科学, 2008(S1): 169-176.
TAO G, HE F J, WANG B, et al. 3D wave field simulation method for acoustic reflection imaging logging[J]. Science in China: Earth Science, 2008(S1): 169-176. (in Chinese).
- [9] 李军孝. 声反射成像有限差分逆时偏移[D]. 北京: 中国石油大学, 2012.
LI J X. Finite difference reverse time migration in acoustic reflection imaging[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2012. (in Chinese).
- [10] 李庆洋, 黄建平, 李振春. 基于 Student's t 分布的不依赖子波最小二乘逆时偏移[J]. 地球物理学报, 2017, 60(12): 4790-4800. doi:10.6038/cjg20171220.
LI Q Y, HUANG J P, LI Z C. Source-independent least-squares reverse time migration using Student's t distribution[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2017, 60(12): 4790-4800. doi:10.6038/cjg20171220. (in Chinese).
- [11] LIU Y S, TENG J W, XU T, et al. Effects of conjugate gradient methods and step-length formulas on the multiscale Full waveform inversion in time domain: Numerical experiments[J]. Pure & Applied Geophysics, 2017, 174(5): 1983-2006. doi:10.1007/s00024-017-1512-3.
- [12] TARANTOLA A. Linearized inversion of seismic reflection data[J]. Geophysical Prospecting, 1984, 32(6): 998-1015. doi:10.1111/j.1365-2478.1984.tb00751.x.
- [13] LEBRAS R, CLAYTON R W. An iterative inversion of back-scattered acoustic waves[J]. Geophysics, 1988, 53(4): 501-508. doi:10.1190/1.1442481.
- [14] LAMBARÉ G, VIRIEUX J, Madariaga R, et al. Iterative asymptotic inversion in the acoustic approximation[J]. Geophysics, 1992, 57(9): 1138. doi:10.1190/1.1443328.
- [15] DUQUET B, MARFURT K J, Dellinger J A. Kirchhoff modeling, inversion for reflectivity, and subsurface illumination[J]. Geophysics, 2000, 65(4): 1195-1209. doi:10.1190/1.1444812.
- [16] PLESSIX R E, MULDER W A. Frequency-domain finite-difference amplitude-preserving migration[J]. Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society, 2004, 157(3): 975-987. doi:10.1111/j.1365-246X.2004.02282.x.
- [17] 李庆洋, 黄建平, 李振春, 等. 优化的多震源最小二乘逆时偏移[J]. 石油地球物理勘探, 2016, 51(2): 334-341. doi:10.13810/j.cnki.issn.1000-7210.2016.02.017.
LI Q Y, HUANG J P, LI Z C, et al. Optimized multi-source least-squares reverse time migration[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2016, 51(2): 334-341. doi:10.13810/j.cnki.issn.1000-7210.2016.02.017. (in Chinese).
- [18] DAI W, WANG X, Schuster G T. Least-squares migration of multisource data with a deblurring filter[J]. Geophysics, 2015, 76(5): R135-R146. doi:10.1190/geo2010-0159.1.
- [19] TANG Y. Target-oriented wave-equation least-squares migration inversion with phase-encoded Hessian[J]. Geophysics, 2009, 74(6): WCA95. doi:10.1190/1.3204768.
- [20] 黄建平, 李闯, 李庆洋, 等. 一种基于平面波静态编码的最小二乘逆时偏移方法[J]. 地球物理学报, 2015, 58(6): 2046-2056. doi:10.6038/cjg20150619.
HUANG J P, LI C, LI Q Y, et al. Least-squares reverse time migration with static plane-wave

- encoding[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2015, 58(6): 2046-2056. doi:10.6038/cjg20150619. (in Chinese).
- [21] LIU Y, TENG J, XU T, et al. An efficient step-length formula for correlative least-squares reverse time migration[J]. Geophysics, 2016, 81(4): S221-S238. doi:10.1190/GE02015-0529.1.
- [22] 李庆洋, 黄建平, 李振春, 等. 基于一阶速度-应力方程的多震源最小二乘逆时偏移[J]. 地球物理学报, 2016, 59(12): 4666-4676. doi:10.6038/cjg20161226.
LI Q Y, HUANG J P, LI Z C, et al. Multi-source least-squares reverse time migration based on first-order velocity-stress wave equation[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2016, 59(12): 4666-4676. doi:10.6038/cjg20161226. (in Chinese).
- [23] 刘梦丽, 黄建平, 李闯, 等. 基于角度滤波成像的最小二乘逆时偏移[J]. 石油地球物理勘探, 2018, 53(3): 470-476. doi:10.13810/j.cnki.issn.1000-7210.2018.03.006.
LIU M L, HUANG J P, LI C, et al. Least-squares reverse time migration based on the angular filtering imaging condition[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2018, 53(3): 470-476. doi:10.13810/j.cnki.issn.1000-7210.2018.03.006. (in Chinese).
- [24] BIONDI B. 3D seismic imaging[M]. 2006, San Francisco: Stanford University.
- [25] BAYSAL E, Dan D K, Sherwood JWC. Reverse time migration[J]. Geophysics, 1983, 48(11): 1514-1524. doi:10.1190/1.1441434.
- [26] McMECHAN G. Migration by extrapolation of time-dependent boundary values[J]. Geophysical Prospecting, 2010, 31(3): 413-420. doi:10.1111/j.1365-2478.1983.tb01060.x.
- [27] 刘庆敏. 高阶差分数值模拟方法研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2007.
LIU Q M. Method study and application of high-order finite difference numerical model[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2007. (in Chinese).
- [28] 牟永光, 裴正林. 三维复杂介质地震数值模拟背景[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005.
MOU Y G, PEI Z L. Seismic numerical modeling for 3-D complex media[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005. (in Chinese).
- [29] YANG P. A numerical tour of wave propagation[J]. ResearchGate, 2014.
- [30] CHEN T, McMECHAN G A. The dynamically-correct Poynting vector formulation for acoustic media with application in calculating multidirectional propagation vectors to produce angle gathers from reverse time migration[J]. Geophysics, 2018: 1-42. doi:10.1190/geo2017-0331.1.
- [31] 王保利, 高静怀, 陈文超, 等. 地震叠前逆时偏移的有效边界存储策略[J]. 地球物理学报, 2012, 55(7): 2412-2421. doi:10.6038/j.issn.0001-5733.2012.07.025.
WANG B L, GAO J H, CHEN W C, et al. Efficient boundary storage strategies for seismic reverse time migration[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2012, 55(7): 2412-2421. doi:10.6038/j.issn.0001-5733.2012.07.025. (in Chinese).
- [32] 郭书娟, 马方正, 段心标, 等. 最小二乘逆时偏移成像方法的实现与应用研究[J]. 石油物探, 2015, 54(3): 301-308. doi:10.3969/j.issn.1000-1441.2015.03.008.
GUO S J, MA F Z, DUAN X B, et al. Least squares migration imaging method and its application[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2015, 54(3): 301-308. doi:10.3969/j.issn.1000-1441.2015.03.008. (in Chinese).
- [33] 谢磊磊, 蒋甫玉, 常文凯. 基于Tesseral2D的水下砂体地震正演计算[J]. 河海大学学报: 自然科学版, 2015, 43(4): 351-355. doi:10.3876/j.issn.1000-1980.2015.04.013.
XIE L L, JIANG F Y, CHANG W K. Tesseral2D-based earthquake forward simulation of underwater sand strata[J]. Journal of Hohai University: Natural Science, 2015, 43(4): 351-355. doi:10.3876/j.issn.1000-1980.2015.04.013. (in Chinese).
- [34] Liu Y S, Teng J W, Xu T, Wang YH, et al. Robust time-domain full waveform inversion with normalized zero-lag cross-correlation objective function[J]. Geophysical Journal International, 2017, 209: 106-122. doi:10.1093/gji/ggw485.
- [35] 刘玉金, 李振春. 扩展成像条件下的最小二乘逆时偏移[J]. 地球物理学报, 2015, 58(10): 3771-3782. doi:10.6038/cjg20151027.
LIU Y J, LI Z C. Least-squares reverse-time migration with extended imaging condition[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2015, 58(10): 3771-3782. doi:10.6038/cjg20151027. (in Chinese).

Modeling of Acoustic Reflection Imaging Logging Based on Least-square Reverse Time Migration

ZOU Qiang¹, HUANG Jianping^{1✉}, LIU Dingjin², WEI Wei³, GUO Xu¹

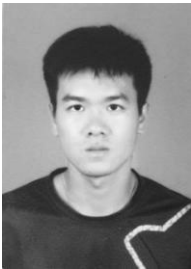
1.School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China

2.SINOPEC Geophysical Research Institute, Nanjing 210014, China

3.SINOPEC Geophysical Research Institute, Dongying 257000, China

Abstract: In recent years, the acoustic reflection imaging logging technique (ARILT) has become a research hotspot in evaluation of fractures and holes reservoirs close to borehole. The conventional ARILT can generally detect structures within 20 meters, and has certain limitations on describing complex structural boundaries. In this paper, the least-square reverse time migration (LSRTM) is introduced into ARILT on the premise of matching logging observation systems and calculation parameters, which will improve the effective imaging range and imaging precision nearby the well area. Based on the realization of migration algorithms and processing flows, the article applies the algorithms to typical models and one actual data, and focuses on analyzing the imaging effects of different frequencies, depths and migration methods. It is found by comparing the imaging results that (1) the effective imaging algorithms are the key to the imaging accuracy of ARILT. LSRTM not only has a high resolution, but also can reveal the horizontal change of the structures; (2) Excitation source's frequency is an important factor affecting the resolution of imaging as the result that the higher the frequency, the higher the image resolution, but the high frequency will lose detecting depth; (3) LSRTM can effectively detect structures within 23 meters under the given logging observation parameters in this paper.

Keywords: acoustic reflection imaging logging; least-square reverse time migration; resolution; detecting depth



作者简介: 邹强 (1994—), 男, 中国石油大学 (华东) 地质资源与地质工程专业硕士研究生, 主要从事有限差分正演及偏移成像研究, Tel: 15621065319, E-mail: zou479877139@163.com; 黄建平[✉] (1982—), 中国石油大学 (华东) 地球科学与技术学院教授, 博士生导师, 主要从事地震波正演及反演成像研究, Tel: 15275238300, E-mail: jphuang@upc.edu.cn。