doi: 10.11720/wtyht.2026.0025
缪志伟. 改进 AVO 反射率反演方法及其在四川盆地 TJ 地区须家河组致密砂岩储层预测中的应用[J]. 物探与化探, 2026, 50(4): 673-683. https://doi.org/10.11720/wtyht.2026.0025
Miao Z W. An improved AVO reflectivity inversion method and its application to the prediction of tight sandstone reservoirs in the Xujiahe Formation, TJ area, Sichuan Basin[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2026, 50(4): 673-683. https://doi.org/10.11720/wtyht.2026.0025

改进 AVO 反射率反演方法及其在四川盆地 TJ 地区须家河组致密砂岩储层预测中的应用

缪 志 伟
(中国石油化工股份有限公司勘探分公司, 四川 成都 610041)

摘 要: 四川盆地须家河组辫状河三角洲相致密砂岩储层是油气增储上产的重要领域。TJ 地区须家河组埋藏较深、岩性复杂、优势岩相岩石物理规律不清及储层横向变化快, 导致储层预测精度不足。针对存在的预测难点, 首先考虑多矿物组分影响, 开展广义 Xu-White 岩石物理建模, 准确构建岩性、储层识别因子; 然后, 建立时间—偏移距双约束反射率目标函数, 改进 AVO 反射率提取方法, 获得准确的三元反射率体, 开展贝叶斯模型反演, 获得高分辨率的叠前弹性参数体; 最后, 结合岩性、储层识别因子, 通过叠前高分辨率反演结果, 精细预测砂岩储层分布。该方法在 TJ 地区准确预测了砂岩及储层分布, 对强非均质性致密砂岩储层预测取得了较好的效果, 为致密砂岩叠前储层预测提供了新思路。

关键词: 致密砂岩; 岩石物理; 三元能量约束因子; AVO 反射率; 储层预测
中图分类号: P631.4; P31 **文献标识码**: A **文章编号**: 1000-8918(2026)04-0673-11

0 引言

四川盆地致密砂岩油气资源丰富, 富集于上三叠统须家河组和侏罗系等碎屑岩层系中。迄今为止, 已发现新场、合新场、合川等 18 个大中型气田, 落实川北、川中、川西三大致密砂岩含气区, 累计探明天然气地质储量超 1.2 万亿 m^3, 勘探潜力巨大[1-2]。四川盆地须家河组主要为辫状河三角洲沉积, 砂体多期叠置、大面积展布、埋深大, 储层具有“厚砂薄储、横向变化快、特低孔特低渗”的特征, 岩石物理规律复杂, 常规纵波阻抗并不能对储层进行区分, 预测难度大、多解性强。随着勘探的深入, 为了充分挖掘地震信息, 提高储层预测的精度, 致密砂岩储层的定量预测技术从叠后确定性反演走向叠前多参数的反演。叠前 AVO 反射率反演利用叠前道集数据直接得到地震频带下的弹性参数反射率, 即弹性参数的相对变化率, 该方法在保证弹性参数的相对变化规律的基础上, 继承了地震波形的横向变化, 使反射率提取结果具有横向分辨率高、稳定性好等特点。基于反射率提取结果, 再通过确定性反演方法, 联合测井高频带信息开展全频带初始模型建模, 可输出高分辨率、具有明确岩石物理意义的预测结果。与测井约束反演、相控地质统计学反演、常规叠前反演等方法相比, 反射率反演受钻井数量及分布的影响小, 能克服相控反演中相带识别的多解性, 提高复杂构造区强非均质性致密砂岩储层的预测精度[3-6]。

近年来, 反射率反演方法在计算效率和反演精度上取得众多研究进展。Sen[7] 采用高斯—牛顿求解反射系数的目标函数, 实现三元反射率反演; Liu 等[8] 以高斯分布实现了矢量化的反射率反演, 以损失常规精度的条件下提升了反演效率; 廖茂辉等[9] 通过反射率反演技术实现石炭系小海子组薄储层识别; 陈莉[10] 在高斯分布的基础上提出微分拉普拉斯分布, 结合贝叶斯理论进一步提升反演效率; 杨真等[11] 基于贝叶斯理论框架建立了反射率法目标函数

收稿日期: 2026-01-26; **修回日期**: 2026-05-19
基金项目: 中国石油化工股份有限公司 B2 科技项目“致密碎屑岩优质储层地震预测技术应用研究”(YT24005)
作者简介: 缪志伟(1987-), 男, 硕士, 副研究员, 主要从事四川盆地油气地球物理勘探领域研究工作。Email: mzw495342920@163.com

并通过引入柯西分布改善反射率反演精度。以上学者对研究算法进行优化，其思路主要基于叠前道集沿偏移距方向逐点进行拟合，但未考虑反射率表达式中三元反射率项之间的相对能量关系，以及整个道集在时间方向上的变化。结合已有学者研究现状，针对 TJ 地区致密砂岩储层预测难点，本文基于改进 AVO 反射率反演方法，开展了致密砂岩储层预测。开展基于广义 Xu-White 岩石物理建模，结合坐标旋转，准确落实有利岩性及储层敏感参数；在叠前道集优化的基础上，引入时间方向波形和偏移距方向能量相对关系约束项，改进叠前 AVO 反射率反演方法，获得更好解耦能力、更稳定的三元反射率体；最后结合贝叶斯反演，实现致密砂岩储层的高分辨预测。

1 技术流程及关键技术原理

1.1 实现流程

针对致密砂岩储层横向变化快的特点，确定了叠前预测流程：①开展基于广义 Xu-White 岩石物理建模，明确复杂岩性、储层岩石物理规律，构建岩性、储层识别因子，同时提取区域内井纵、横波阻抗及密度测井曲线反射系数谱，通过均方根能量统计法分别得到 3 个反射系数谱对应的能量占比值，为后续 AVO 反射率提取提供有效约束；②充分利用地震信息，考虑地震波形变化，引入三元能量约束因子、时间—偏移距约束，改进叠前 AVO 反射率反演方法，提取独立的三元反射率；③以三元反射率为输入，结合钻井开展贝叶斯高分辨反演，预测优质砂岩储层分布。

具体方法技术流程如图 1 所示。

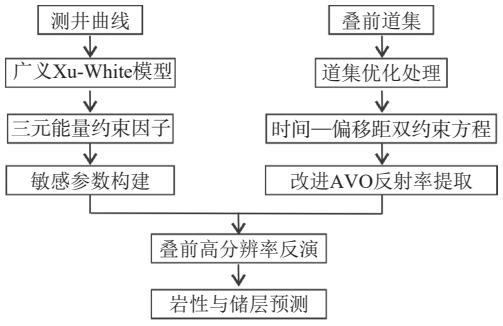


图 1 AVO 反射率高分辨储层预测技术流程

Fig. 1 High-resolution reservoir prediction workflow based on AVO reflectivity

1.2 基于广义 Xu-White 的岩石物理建模

致密砂岩岩石物理模型构建了储层物性特征和储层弹性特征的定量关系，为储层反演奠定基础[12]。受多期物源影响，须家河组致密砂岩岩性复杂，储层连通性差。Xu-White 近似模型仅针对砂、泥两种矿物进行建模，无法满足多矿物条件下的岩石物理建模。广义 Xu-White 模型将矿物组分进行多组分融合，改善常规基质构建忽略低矿物含量影响的问题，解决了砂岩岩石骨架建模中矿物种类少的难题。

建模的具体步骤为：①利用 V-R-H 方程开展多矿物基质建模，获得混合矿物的岩石基质弹性模量：

$$K=\left(\sum_{i=1}^{N}K_iV_i+\sum_{i=1}^{N}K_i^{-1}V_i\right)\Big/2, \tag{1}$$

$$\mu=\left(\sum_{i=1}^{N}\mu_iV_i+\sum_{i=1}^{N}\mu_i^{-1}V_i\right)\Big/2, \tag{2}$$

式中：K_i，μ_i，V_i表示第 i 种矿物的体积模量，实现多矿物条件下骨架模型的构建。

②基于 DEM 微分等效介质模型，往固体矿物相中逐渐键入包含物相来模拟双相混合物，建立岩石骨架模型。微分方程组表示为：

$$(1-y)\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}y}[K^*(y)]=(K_2-K^*)P^{(*2)}(y), \tag{3}$$

$$(1-y)\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}y}[\mu^*(y)]=(K_2-K^*)Q^{(*2)}(y), \tag{4}$$

其中初始条件$K^*(0)=K_1$；$\mu^*(0)=\mu_1$；K_1、μ_1、K_2、μ_2分别代表初始骨架模型体积模量、剪切模量以及逐渐加入的包含物体积模量和剪切模量。

③采用 Brie 方程，得到混合流体的体积模量：

$$K_{\mathrm{fluid}}=[S_{\mathrm{w}}\cdot K_{\mathrm{w}}^{e}+(1-S_{\mathrm{w}})\cdot K_{\mathrm{hydrocarbone}}]^{1/e}, \tag{5}$$

式中：K_{fluid}为混合流体体积模量；S_{w}为水饱和度；K_{w}和$K_{\mathrm{hydrocarbone}}$分别为水和烃类流体的体积模量；$e$为模型校正系数，一般取值 2~5，表征非均匀流体分布，适用于致密储层中气水混合的复杂场景。

④在多矿物建模、干岩石建模、流体建模的基础上采用 Gassmann 流体填充。

$$K_{\mathrm{sat}}=K_{\mathrm{dry}}+\frac{(1-K_{\mathrm{dry}}/K_{\mathrm{matrix}})^2}{\phi/K_{\mathrm{fluid}}+(1-\phi)/K_{\mathrm{matrix}}-K_{\mathrm{dry}}/K_{\mathrm{matrix}}{}^2}, \tag{6}$$

$$\mu_{\mathrm{sat}}=\mu_{\mathrm{dry}}。 \tag{7}$$

在建模的基础上，通过模型正演与实钻曲线对比分析，对模型参数进行调整，获得最终的岩石物理模型。基于岩石物理模型，对测井曲线进行校正，同时对无横波钻井横波曲线进行预测，开展弹性参数的交会分析，落实有利岩性及储层的敏感弹性参数，为储层定量预测提供弹性参数依据。

1.3 改进的 AVO 反射率反演方法

传统反射率反演方法是在叠前道集上沿偏移距方向逐点进行拟合，获取不同的 AVO 属性剖面，该方法只考虑了偏移距方向，没有考虑纵波阻抗反射

率、横波阻抗反射率、密度反射率三元弹性参数之间的相关性, 其多解性强, 常常难以解耦 3 个完全独立的反射率, 另外没有考虑时间方向上点与点的相关性, 因此抗噪性和稳定性差[8]。针对传统叠前 AVO 反射率反演方法存在的问题, 对叠前 AVO 反射率提取方法进行了优化: 通过将整个道集作为输入, 充分考虑时间方向上的波形变化, 建立时间方向整体约束; 以理论岩石物理建模标定纵波阻抗反射率、横波阻抗反射率、密度反射率 3 个反射率能量相关性作为先验信息, 对偏移距方向进行整体约束; 通过时间、偏移距方向的双重约束, 提高目标参数反射率的解耦能力, 获取独立的三元反射率。以上方法解决了常规 AVO 反射率反演难以解耦 3 个完全独立的反射率问题以及抗噪性和稳定性差的问题。

采用 Fatti 近似表达式作为反演的目标函数, 构建以 Fatti 近似方程为基础的三元反射率项, 其表达式为:

$$R_{\mathrm{pp}}(\theta)=\frac{1}{2}\left[1+\tan^2(\theta)\right]\frac{\Delta I_{\mathrm{p}}}{\overline{I}_{\mathrm{p}}}-4\left(\frac{V_{\mathrm{S}}}{V_{\mathrm{P}}}\right)^2\sin^2(\theta)\frac{\Delta I_{\mathrm{s}}}{\overline{I}_{\mathrm{s}}}-\left[\frac{1}{2}\tan^2(\theta)-2\left(\frac{V_{\mathrm{S}}}{V_{\mathrm{P}}}\right)^2\sin^2(\theta)\right]\frac{\Delta\rho}{\overline{\rho}},\tag{8}$$

式中: ΔI_{p}、ΔI_{s}、$\Delta\rho$为上下介质纵波阻抗差、上下介质横波阻抗差、上下介质密度差; $\overline{I}_{\mathrm{p}}$、$\overline{I}_{\mathrm{s}}$、$\overline{\rho}$为上下介质平均纵波阻抗、上下介质平均横波阻抗、上下介质平均密度。将式中$\frac{\Delta I_{\mathrm{p}}}{\overline{I}_{\mathrm{p}}}$、$\frac{\Delta I_{\mathrm{s}}}{\overline{I}_{\mathrm{s}}}$、$\frac{\Delta\rho}{\overline{\rho}}$记为$M_{I_{\mathrm{p}}}$、$M_{I_{\mathrm{s}}}$、$M_{\rho}$, 其前面的系数记为$C_A(\theta)$、$C_B(\theta)$、$C_C(\theta)$, 即:

$$\begin{cases}C_A(\theta)=\dfrac{1}{2}\left[1+\tan^2(\theta)\right],\\ C_B(\theta)=-4\left(\dfrac{V_{\mathrm{S}}}{V_{\mathrm{P}}}\right)^2\sin^2(\theta),\\ C_C(\theta)=-\left[\dfrac{1}{2}\tan^2(\theta)-2\left(\dfrac{V_{\mathrm{S}}}{V_{\mathrm{P}}}\right)^2\sin^2(\theta)\right]。\end{cases}\tag{9}$$

将其写成如下形式:

$$R_{\mathrm{pp}}(\theta)=C_A(\theta)M_{I_{\mathrm{p}}}+C_B(\theta)M_{I_{\mathrm{s}}}+C_C(\theta)M_{\rho}。\tag{10}$$

将待求解三元纵向时间方向向量表示为:

$$\boldsymbol{m}=\left[\boldsymbol{M}_{I_{\mathrm{p}}}(t),\boldsymbol{M}_{I_{\mathrm{s}}}(t),\boldsymbol{M}_{\rho}(t)\right],\tag{11}$$

$$\boldsymbol{M}_{I_{\mathrm{p}}}(t)=\left[\frac{\Delta I_{\mathrm{p}}}{I_{\mathrm{p}}}(t_1),\frac{\Delta I_{\mathrm{p}}}{I_{\mathrm{p}}}(t_2),\cdots,\frac{\Delta I_{\mathrm{p}}}{I_{\mathrm{p}}}(t_n)\right]^{\mathrm{T}},\tag{12}$$

$$\boldsymbol{M}_{I_{\mathrm{s}}}(t)=\left[\frac{\Delta I_{\mathrm{s}}}{I_{\mathrm{s}}}(t_1),\frac{\Delta I_{\mathrm{s}}}{I_{\mathrm{s}}}(t_2),\cdots,\frac{\Delta I_{\mathrm{s}}}{I_{\mathrm{s}}}(t_n)\right]^{\mathrm{T}},\tag{13}$$

$$\boldsymbol{M}_{\rho}(t)=\left[\frac{\Delta\rho}{\rho}(t_1),\frac{\Delta\rho}{\rho}(t_2),\cdots,\frac{\Delta\rho}{\rho}(t_n)\right]^{\mathrm{T}}。\tag{14}$$

若叠前有N个入射角, 则角度道集$\boldsymbol{d}$表达式为$N_\theta\times n$的列向量:

$$\boldsymbol{d}=\left[d_{\theta_1}(t_1),\cdots,d_{\theta_1}(t_{n-1}),\cdots,d_{\theta_{N_\theta}}(t_1),\cdots,d_{\theta_{N_\theta}}(t_{n-1})\right]^{\mathrm{T}},\tag{15}$$

因此可以将表达式写为:

$$\boldsymbol{d}=\boldsymbol{C}\boldsymbol{m},\tag{16}$$

式中: $\boldsymbol{C}$为 AVO 系数矩阵, 维度为$N_\theta\times 3n$的二维矩阵, 包含 AVO 公式中与角度θ相关的系数$\boldsymbol{C}_A(\theta)$、$\boldsymbol{C}_B(\theta)$、$\boldsymbol{C}_C(\theta)$, 组成系数矩阵, 采用矩阵表征的方式可得:

$$\boldsymbol{C}=\begin{bmatrix}C_A(\theta_1) & C_B(\theta_1) & C_C(\theta_1)\\ \vdots & \vdots & \vdots\\ C_A(\theta_{N_\theta}) & C_B(\theta_{N_\theta}) & C_C(\theta_{N_\theta})\end{bmatrix},\tag{17}$$

$\boldsymbol{C}_A(\theta_i)$、$\boldsymbol{C}_B(\theta_i)$、$\boldsymbol{C}_C(\theta_i)$是$n\times n$的主对角矩阵:

$$\begin{aligned}&\boldsymbol{C}_A(\theta_i)=\mathrm{diag}[C_A(\theta_i,t_1),C_A(\theta_i,t_2),\cdots,C_A(\theta_i,t_n)],\\ &\boldsymbol{C}_B(\theta_i)=\mathrm{diag}[C_B(\theta_i,t_1),C_B(\theta_i,t_2),\cdots,C_B(\theta_i,t_n)],\\ &\boldsymbol{C}_C(\theta_i)=\mathrm{diag}[C_C(\theta_i,t_1),C_C(\theta_i,t_2),\cdots,C_C(\theta_i,t_n)]。\end{aligned}\tag{18}$$

最小二乘法构建误差函数 E, 使其达到最小:

$$\boldsymbol{E}=\sum_{i=1}^{N}e_i^{\,2}=\boldsymbol{e}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{e}=(\boldsymbol{d}-\boldsymbol{C}\boldsymbol{m})^{\mathrm{T}}(\boldsymbol{d}-\boldsymbol{C}\boldsymbol{m})。\tag{19}$$

但是通过上述表达式所获得解只是数学上的最优解, 不一定符合实际情况。为此, 在原方程式(11)的求解过程中加入一些已知信息, 并将其用于约束整个求解过程, 满足模型参数的量化期望。对于 AVO 反射率反演而言, 已知在时间方向上, 地震数据点与点之间并非独立, 而是以波形形式存在, 期望模型参数位置缓慢变化, 即可以认为相邻两个点之间的差最小, 写成相邻点时间约束方程为:

$$\boldsymbol{D}\boldsymbol{m}=\boldsymbol{h}_{\min},\tag{20}$$

$$\boldsymbol{D}=\begin{bmatrix}1 & -1 & & & \\ & 1 & -1 & & \\ & & \ddots & \ddots & \\ & & & 1 & -1\end{bmatrix}\boldsymbol{h}\begin{bmatrix}0\\0\\\vdots\\0\end{bmatrix}_{\min}。\tag{21}$$

通过式(21)将时间方向上点与点关联起来, 做到时间方向波形约束。其中$\boldsymbol{h}_{\min}$表示反射系数时间差分约束项。将差分约束项代入误差函数, 在式(21)的解中, 根据约束条件, 寻找下述方程的最优解:

$$\boldsymbol{E}=(\boldsymbol{d}-\boldsymbol{C}\boldsymbol{m})^{\mathrm{T}}(\boldsymbol{d}-\boldsymbol{C}\boldsymbol{m})+\lambda\left(\boldsymbol{m}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{D}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{D}\boldsymbol{m}\right),\tag{22}$$

式中: λ为横向正则化因子。另外, 待求解反射率属性之间并非是完全相互独立的, 而是具有一定的关联性, 因此在岩石物理建模基础上, 通过测井数据统计相对纵波阻抗、横波阻抗及密度之间的相对能量关系, 引入三元能量约束因子$\boldsymbol{\alpha}=\begin{bmatrix}\alpha_1 & & \\ & \alpha_2 & \\ & & \alpha_3\end{bmatrix}$, 根据所述约束因子与所述相对能量关系对所述反射振幅与待求解反射率的关系式进行约束, 使得反演

的 3 个反射率的相对关系更为合理。可得到偏移距方向约束后的方程，即：

$$\boldsymbol{I}=(\boldsymbol{d}-\boldsymbol{C}\boldsymbol{m})^{\mathrm{T}}(\boldsymbol{d}-\boldsymbol{C}\boldsymbol{m})+\lambda\left(\boldsymbol{m}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{D}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{D}\boldsymbol{m}\right)+\boldsymbol{m}^{\mathrm{T}}[\mathrm{Kron}(\boldsymbol{\alpha},\boldsymbol{E})]\boldsymbol{m},\tag{23}$$

式中：$\mathrm{Kron}(\boldsymbol{\alpha},\boldsymbol{E})$为 Kron函数，表示 Kronecker 积；$\boldsymbol{\alpha}$为能量约束因子；$\boldsymbol{E}$为单位矩阵。式(23)是对反射振幅与待求解反射率的关系式时间方向上的约束与偏移距方向上的约束的最终表达式。对反射率反演求解得：

$$\boldsymbol{m}=\left[\boldsymbol{C}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{C}+\lambda\boldsymbol{D}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{D}+\mathrm{Kron}(\boldsymbol{\alpha},\boldsymbol{E})\right]^{-1}\boldsymbol{C}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{d},\tag{24}$$

从而可以获得在时间方向波形和偏移距方向能量相对关系双重约束下的解，得到具有更好解耦能力、更稳定的三元反射率。推导三元反射率提取方程之后，基于岩石物理交会分析确定的储层敏感弹性参数及门槛值，利用三元反射率体，结合测井曲线，开展贝叶斯反演，得到稳定可靠的敏感弹性参数结果，定量预测储层分布。

依据贝叶斯理论，待求解参数与实际数据之间满足以下统计学规律：

$$P(m'|D')=\frac{P(D'|m')P(m')}{P(D')}\propto P(D'|m')P(m'),\tag{25}$$

式中：m'为待求解弹性参数；D'为三元反射率体；$P(D')$为边缘概率密度，常作为归一化因子。$P(D'|m')$是m'与D'的似然函数，$P(m')$为先验概率且常满足高斯分布，则两者表达式如下：

$$P(D'|m')=\frac{1}{\left[(2\pi)^{N-1}\boldsymbol{C}_d\right]^{1/2}}\mathrm{e}^{\left[-\frac{1}{2}(\boldsymbol{D}'-\boldsymbol{G}\boldsymbol{m}')^{\mathrm{T}}\boldsymbol{C}_d^{-1}(\boldsymbol{D}'-\boldsymbol{G}\boldsymbol{m}')\right]},\tag{26}$$

$$P(m')=\frac{1}{\left[(2\pi)^{N}\boldsymbol{C}_m\right]^{1/2}}\mathrm{e}^{\left[-\frac{1}{2}\boldsymbol{m}'^{\mathrm{T}}\boldsymbol{C}_m^{-1}\boldsymbol{m}'\right]},\tag{27}$$

式中：N为三元反射率体的时间采样点数；$\boldsymbol{G}$为子波矩阵$\boldsymbol{W}$与反射系数偏导矩阵$\boldsymbol{L}=\left[\frac{\partial R_{\mathrm{PP}}^{\mathrm{Int}}}{\partial M_{I_{\mathrm{P}}}},\frac{\partial R_{\mathrm{PP}}^{\mathrm{Int}}}{\partial M_{I_{\mathrm{S}}}},\frac{\partial R_{\mathrm{PP}}^{\mathrm{Int}}}{\partial M_{\rho}}\right]$相乘后得到的矩阵；$\boldsymbol{C}_d$为待求解参数和实际数据求残差的协方差矩阵；$\boldsymbol{C}_m$为待求解参数的协方差矩阵。

因此，在贝叶斯框架下，后验概率分布可等效表达为：

$$P(m'|D')\propto-\frac{1}{2}\left[(\boldsymbol{D}'-\boldsymbol{G}\boldsymbol{m}')^{\mathrm{T}}\boldsymbol{C}_d^{-1}(\boldsymbol{D}'-\boldsymbol{G}\boldsymbol{m}')+\boldsymbol{m}'^{\mathrm{T}}\boldsymbol{C}_m^{-1}\boldsymbol{m}'\right]。\tag{28}$$

将式(28)省略常数项，对等效式两边同取对数，并基于最小二乘意义下求极小值，可得贝叶斯反演的目标函数为：

$$\min J(m')=(\boldsymbol{D}'-\boldsymbol{G}\boldsymbol{m}')^{\mathrm{T}}(\boldsymbol{D}'-\boldsymbol{G}\boldsymbol{m}')+\frac{\boldsymbol{C}_d}{\boldsymbol{C}_m}\boldsymbol{m}'^{\mathrm{T}}\boldsymbol{m}',\tag{29}$$

通过迭代计算，则待求解弹性参数可表达为：

$$\begin{cases}\Delta\boldsymbol{m}'_k=\left(\boldsymbol{G}_{k-1}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{G}_{k-1}+\dfrac{\boldsymbol{C}_d}{\boldsymbol{C}_m}\right)^{-1}\boldsymbol{G}_{k-1}^{\mathrm{T}}(\boldsymbol{D}'-\boldsymbol{D}'_{k-1}),\\ \boldsymbol{m}'_k=\boldsymbol{m}'_{k-1}+\Delta\boldsymbol{m}'_k,\end{cases}\quad k=1,2,\cdots\tag{30}$$

2　实际应用

2.1　研究区概况

TJ 地区处于川北须家河组致密砂岩含气区，主体位于川东北通江凹陷带，局部跨越通南巴构造带南部，处于米仓山冲断构造带和大巴山弧形冲断构造带的叠合区(图 2)，区内 M3、M6、M8 等多口井相继测试获高产商业气流，展现出良好的勘探前景[2]。须家河组纵向上可划分为须一段—须五段，由于地层受川东北东高西低的古地貌影响，须二段直接超覆在雷口坡组碳酸盐岩之上，缺失须一段，顶部与自流井组珍珠冲段呈不整合接触，须五段为残余地层。须家河组内部须二段与须四段发育厚层砂体，纵向上发育须二下亚段滨湖滩坝砂体、须二上亚段及须四段水下分流河道砂体等多套砂体，为气藏提供充足赋存空间，是川北须家河组主要的勘探目的层；须三段与须五段沉积期属于辫状河三角洲湖泊沉积体系，发育较优质烃源岩，是须家河组主力烃源层段，为气藏提供充足的气源[13-16]。多套优质烃源岩及储层叠置分布，为须家河组气藏大面积含气并富集高产奠定了良好的地质基础。

2.2　储层特征及预测难点

TJ 地区须家河组砂岩岩石类型以岩屑砂岩为主，测井表现为低 GR、高电阻、箱型、钟型特征，孔隙度平均仅为 2.2%，渗透率平均仅为 0.08 mD，为典型致密砂岩[16]。在整体致密背景下须家河组仍发育渗透率较高的相对优质砂岩储层，储层储集空间类型主要为残余粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔和裂缝，少量黏土矿物晶间孔。储层孔隙度介于 3.00%～6.30% 之间，中值 3.79%，储层孔隙度以特低孔为主。测井计算渗透率介于 0.049～7.595 mD 之间，中值 0.152 mD，储层渗透率以特低渗为主。砂岩储层孔隙度与渗透率总体上具有正相关性，储集空间以孔隙为主(图 3)。

由于储层埋藏深度大、基质物性较差、地球物理参数弱敏感，储层与围岩纵波阻抗叠置，单一阻抗难以实现储层识别，敏感参数优选难度大(图 4)。此外，TJ 地区整体位于辫状河三角洲前缘沉积相带内，相带差异较小，砂岩厚度较大，一般为 30~80 m，但有

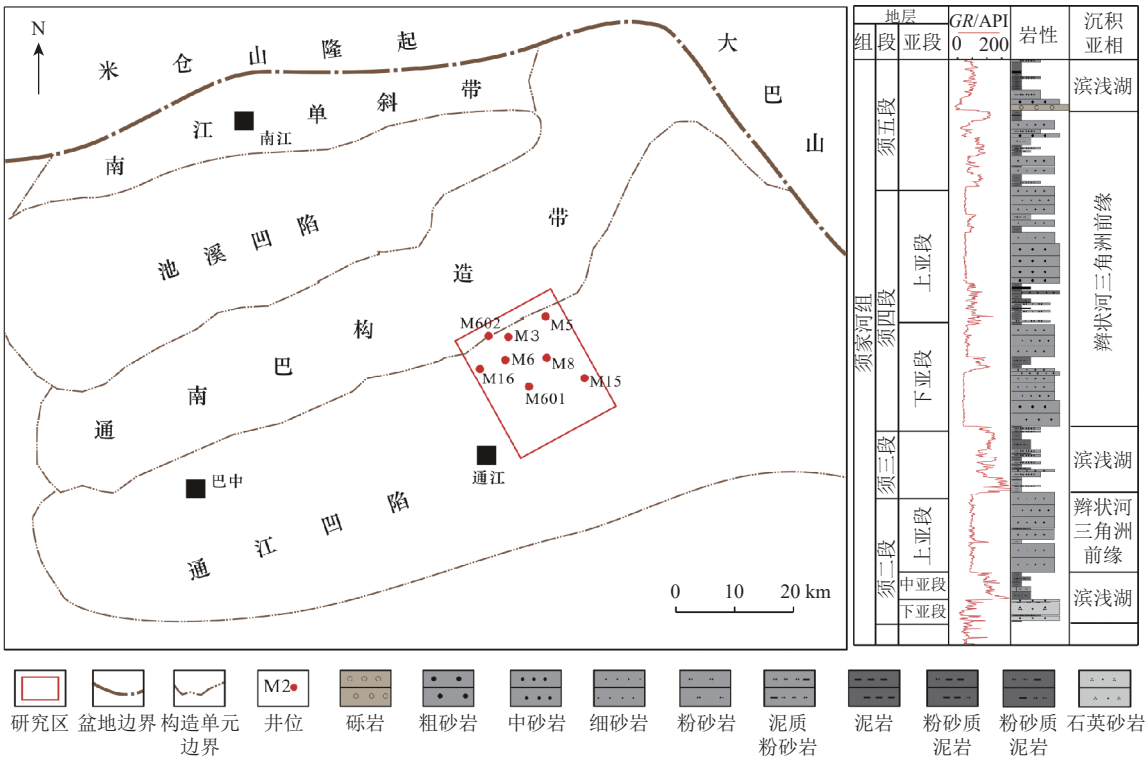


图 2　研究区位置及地层特征

Fig. 2　Location and stratigraphic characteristics of the study area

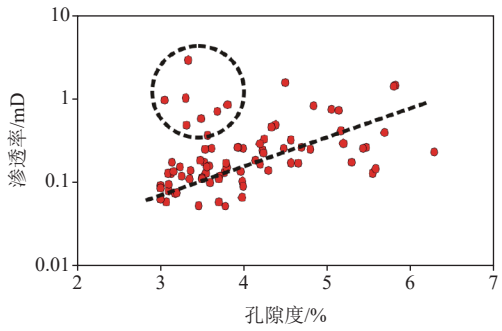


图 3　须家河组储层孔—渗交会图

Fig. 3　Crossplot of porosity and permeability for reservoirs in the Xujiahe Formation

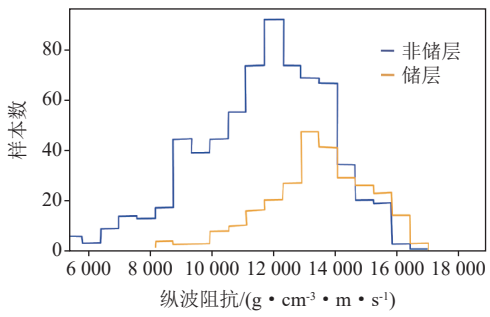


图 4　须家河组储层、非储层纵波阻抗直方图

Fig. 4　Histogram of acoustic impedance for reservoirs and non-reservoirs in the Xujiahe Formation

效储层厚度普遍较薄, 多介于 5.0～15.0 m 之间, 且横向变化快, 非均质性强。加之区内钻井数量有限、分布不均, 常规叠前反演及相控地质统计学反演等方法在该区适用性较差, 优质储层预测难度大, 在一定程度上制约了该区油气勘探开发部署的推进[17]。

2.3　岩石物理建模及敏感参数构建

TJ 地区须家河组受多期物源供给影响, 沉积岩性复杂, 涵盖泥岩、粉砂岩、含灰砂岩、灰质砂岩、含泥砂岩、泥质砂岩、细—中砂岩等多种岩性, 岩性矿物成分主要为石英、长石、黏土等, 导致测井曲线的岩石物理规律不清。基于广义 Xu-White 的岩石物理建模方法开展岩石物理建模, 将研究区实钻井多矿物解释结果作为岩石物理建模的输入, 采用 V-R-H 方程开展骨架矿物建模; 利用 Brie 方程求取流体体积模量, 须四段储层含流体相为两相(气和水), 地层温度为 113 ℃, 压力为 38.49 MPa, 地层水矿化度为 50 000 mg/L, 气比重为 0.68, 流体混合的 brie 指数采用 3; 采用包裹体和微分等效模型求取干岩模量; 在基质矿物建模、流体建模、干岩建模的基础上, 采用基于 Gassmann 的流体替换方法进行流体替换, 完成岩石物理建模。

应用模型对井曲线进行重构, 得到须家河组目的层段的纵波速度、横波速度、密度曲线, 并与实际测井曲线进行对比, 验证岩石物理模型的可靠性。从 M16 井的正演与实测曲线对比可知, 正演曲线(黑色)整体趋势与实测曲线一致(蓝色), 正演横波速度

与实测横波速度相关度达 0.93，正演纵波与实测纵波相关度 0.96，验证了模型的可靠性，同时为无横波钻井的横波速度预测、储层敏感参数构建奠定了良好的基础(图 5)。

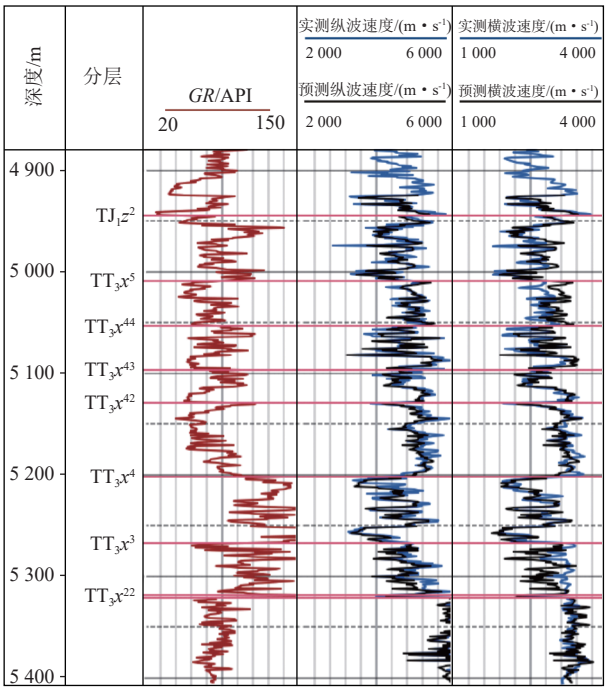


图 5　M16 井岩石物理建模正演曲线与实际测井曲线对比

Fig. 5　Comparison between petrophysical modeling forward curves and measured curves of well M16

在岩石物理建模的基础上，开展弹性参数交会分析，筛选有利岩性及储层的敏感弹性参数(图 6)。根据实钻，将目的层岩性划分为含灰砂岩、细—中砂岩、泥岩三类进行分析，从交会分析知，泥质岩表现为中低阻抗特征，含灰砂岩与细—中砂岩均表现为高纵波阻抗特征，表明 3 种岩性的纵波阻抗区分度一般，但横波阻抗区分度较明显，细—中砂岩的横波阻抗值范围最高，含灰或灰质砂岩表现为中高横波阻抗，泥岩表现为中低横波阻抗，以横波阻抗大于 8 120 g·cm^{-3}·m·s^{-1} 可作为区分砂岩与其他岩性的门槛值。

同时，根据储层测井评价标准，以孔隙度大于 3.0% 作为有效储层门槛值，图 6 纵、横波阻抗交会图揭示，可联合纵、横波阻抗，通过旋转来实现储层的有效区分[18]。坐标旋转采用的是直角坐标系转换公式：

$$x' = x\times\cos\theta + y\times\sin\theta, \tag{31}$$

$$y' = y\times\cos\theta + x\times\sin\theta, \tag{32}$$

式中：x、y分别为初步筛选的弹性参数；x'、y'分别为旋转后的新组合参数；θ为旋转角度。初步筛选的弹性参数组合随着θ的改变而变化，经过逐角度变化旋转该组合，寻找出相关度最高时的旋转角，并将此旋转角时的曲线组合计算出来，经过坐标轴旋转获得新的属性组合参数，便可作为岩性或储层指示因子。结合纵、横波阻抗交会图，按−145°进行旋转后，纵、横波阻抗组合参数与储层相关度最高，由此构建储层识别因子 IF 表达式：$IF = -0.750\,86\times AI + 0.660\,46\times SI + 3\,825.117$。旋转后仅靠单一的横坐标就能区分岩性或储层，以 $IF > -34.9$ 为门槛值，储层和非储层可以进行很好的区分(图 6)。

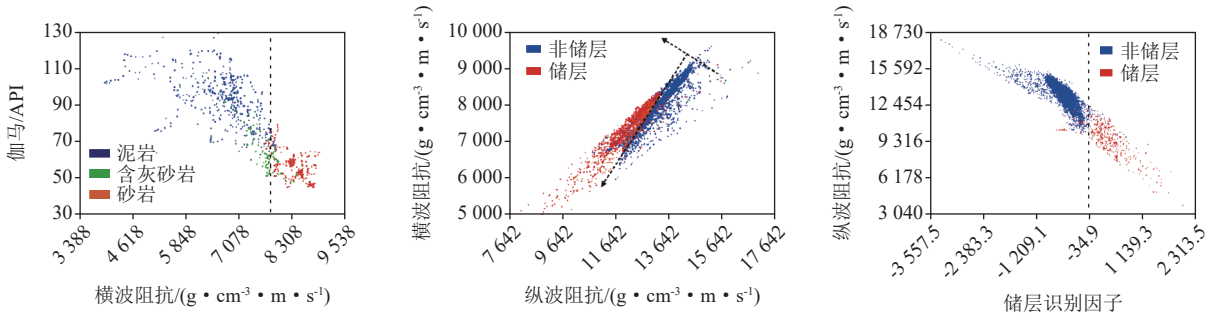


图 6　须家河组岩性、储层弹性参数交会图

Fig. 6　Crossplot of lithology and reservoir elastic parameters in the Xujiahe Formation

2.4　有利岩性及储层预测

2.4.1　改进的 AVO 反射率反演

TJ 地区道集整体覆盖次数均匀为 76 次，目的层最大偏移距范围为 6 550 m，目的层最大入射角 34°，满足三元反射率的提取要求。结合道集正演开展去噪、振幅补偿、道集拉平等处理，提高叠前道集品质，并以此为基础开展反射率的独立提取。反演过程中，优选横向正则化因子、三元能量约束因子来约束三元反射率提取。

TJ 地区构造复杂，为了在突出砂岩薄层变化的前提下，尽可能地保持反演结果的稳定性及信噪比，横向正则化因子一般为 0.01。三元能量约束因子 α(式(33))的取值是在多井岩石物理建模的基础上，根据 0.125 m 的采样间隔，利用上下岩层的纵波阻

抗、横波阻抗、密度值，求取井上纵波阻抗反射系数、横波阻抗反射系数、密度反射系数(图 7)，应用全区须家河组纵波阻抗反射系数、横波阻抗反射系数、密度反射系数三者之间的振幅能量关系，通过对 3 个反射系数能量关系进行均方根能量统计，获取三者之间的振幅能量关系，进一步对各反射系数能量占比进行统计获得：

$$\boldsymbol{\alpha}=\begin{bmatrix}0.015\,9 & 0 & 0\\ 0 & 0.018\,1 & 0\\ 0 & 0 & 0.004\,8\end{bmatrix}。\qquad(33)$$

利用未参与反演的 M601 井进行盲井验证。将根据井周常规方法提取的该井反射率曲线与新方法提取的反射率曲线归一化处理后进行对比，发现常规叠前反射率曲线中，横波反射率与密度反射率曲线相似度过高，表明传统方法在求解过程并未将纵、横波及密度反射率项进行独立求解；独立三元反射率提取曲线解耦能力更强，可明显解耦三元反射率项，其中密度反射率、纵波反射率及横波反射率存在明显差异，更符合岩石物理规律，与实际测井曲线计算的反射系数曲线相比，新方法预测的曲线与实际

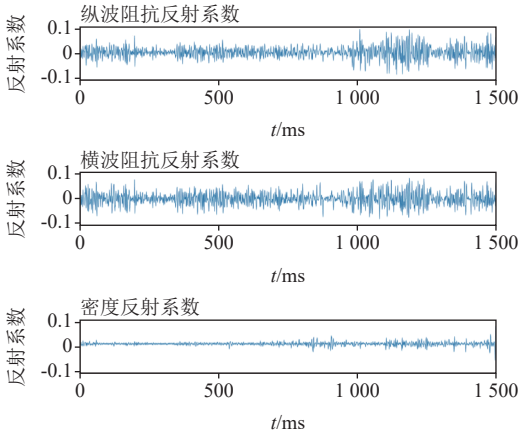


图 7　三元反射系数对比

Fig. 7　Comparison of ternary reflection coefficients

曲线吻合性更好，相关性更高，反射率提取更准确(图 8)。

选取过井地震资料进行试算，将提取的三元反射率体作为输入，结合贝叶斯反演，开展叠前弹性参数预测。图 9 为新方法与常规叠前反演效果对比，可见常规反演虽然保持了横向的变化，但是纵向上的分辨率达不到，与井的吻合度较差，而改进后的反

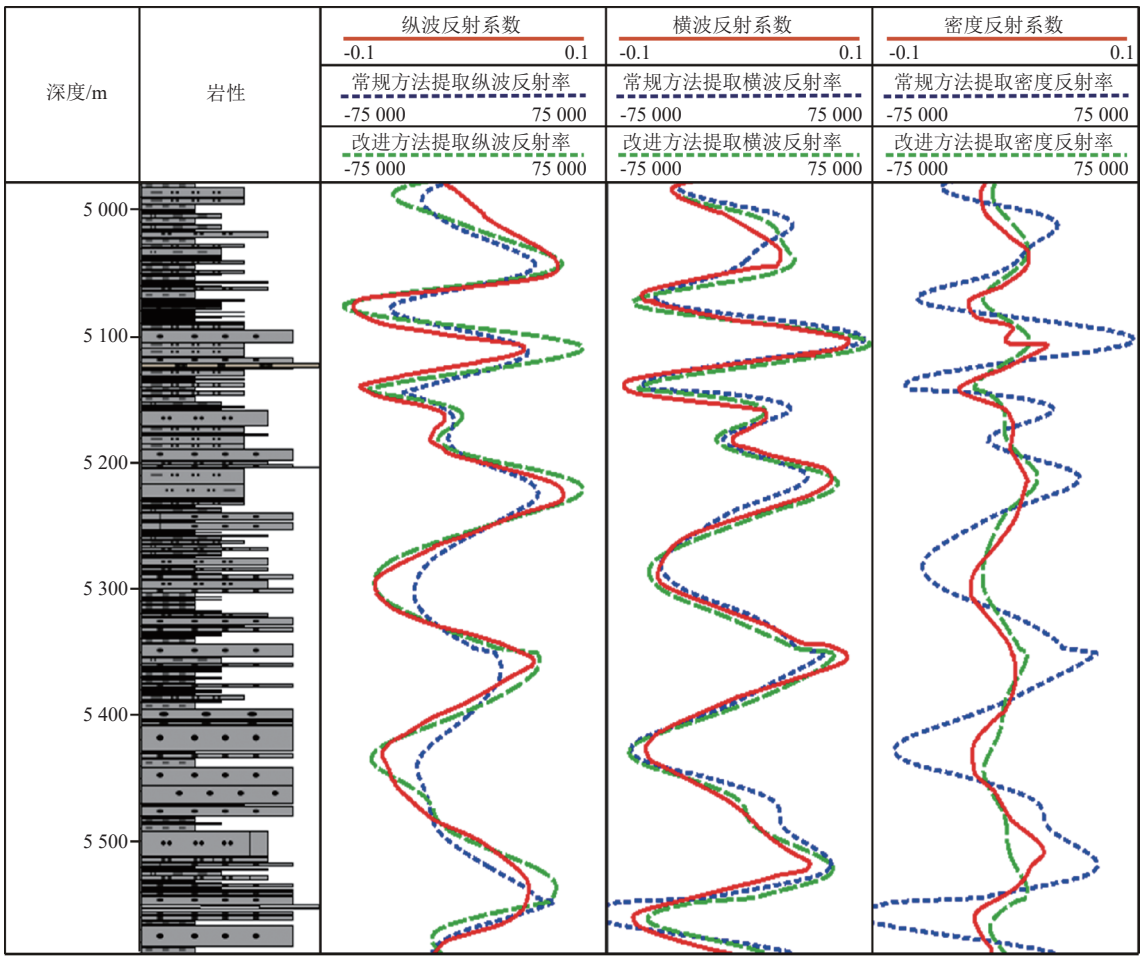


图 8　M601 井常规方法与新方法提取反射率曲线对比

Fig. 8　Comparison of reflectivity curves extracted by conventional and new methods for well M601

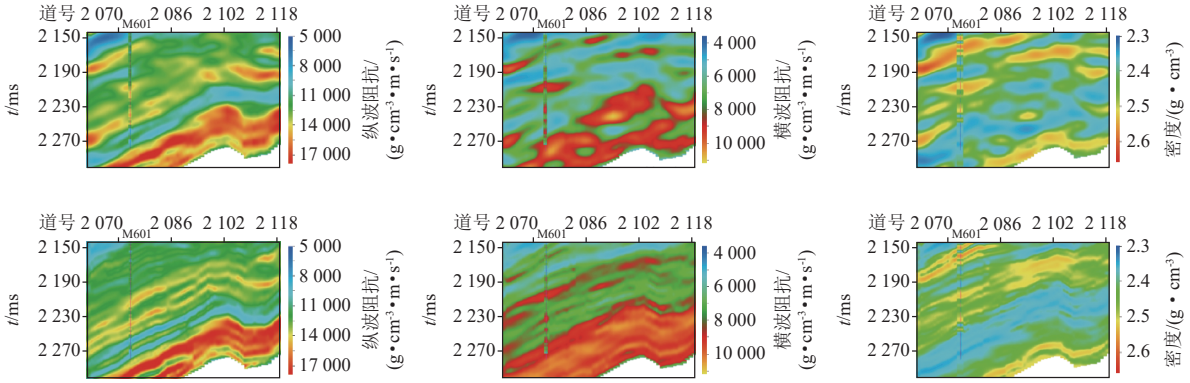


图 9　常规方法 (上) 与新方法 (下) 叠前三参数反演结果对比

Fig. 9　Comparison of pre-stack three-parameter inversion results between conventional(up) and new methods(down)

演方法在不损失高频信息的同时，也能保持横向构型特征，纵向上与井钻遇情况比较吻合。新方法有效避免了高频随机性带来的 AVO 求解异常问题，达到高分辨率叠前反演目的。

2.4.2　砂岩及储层预测

TJ 地区须家河组砂岩广泛分布，垂向厚度差异大，储层厚度薄、横向变化快。按照“去泥找砂、砂中找储”的思路，逐级开展储层预测。岩石物理交会分析揭示，以横波阻抗大于 8 120 $g\cdot cm^3\cdot m\cdot s^{-1}$ 作为门槛值，可以有效识别砂岩的分布。从过 M601 井的反演剖面可以看出，基于改进 AVO 反射率反演的横波阻抗能很好地识别砂岩(红黄色)，其中厚层砂岩预测吻合度高，同时对薄层的砂岩也能进行很好的区分，与地震和井吻合性更好；常规的波形指示反演方法，在横向及纵向尽管也具有比较高的分辨率，但是受到井分布以及强界面的影响(须五底界线)，对薄层砂岩以及砂泥互层段识别效果相对较差。改进的 AVO 反射率反演方法对砂岩的预测分辨率及精度更高(图 10)。

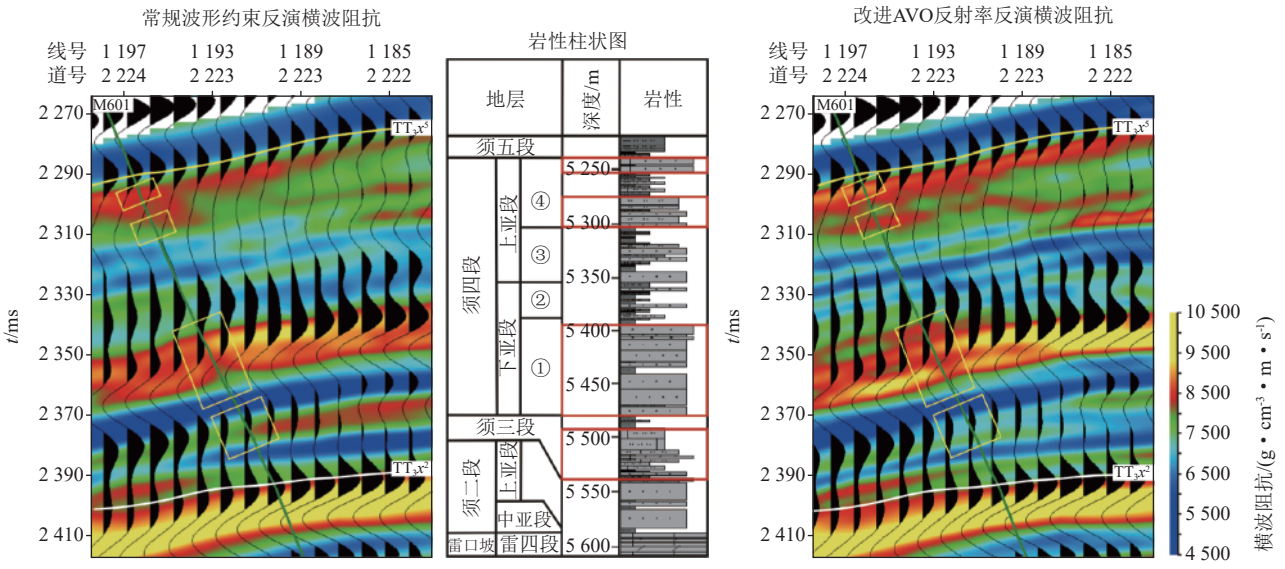


图 10　TJ 地区须家河组砂岩预测效果对比

Fig. 10　Comparison of sandstone prediction effects in the Xujiahe Formation, TJ area

砂岩为储层的发育奠定了岩性基础，在砂岩预测的基础上，基于储层识别因子 *IF*，去除致密砂岩，可精确预测储层的分布。从单井预测看来(图 11)，M601 井实钻储层相对不发育，预测储层欠发育(浅绿色)，预测结果与测井解释成果一致；M5 井实钻须四段发育多套储层(红黄色)，反演与实钻吻合良好，并且该方法对中部 9.1 m 的薄砂储层以及底部 19.1 m 的中厚砂储层能很好地进行识别。

反演揭示须家河组砂岩广泛分布，但“厚砂”不一定“厚储”(例如 M601)，储层厚度薄、横向分布差异大。须四段是须家河组储层发育的主要层段，须四段中—上部储层厚度薄，须四段底部发育一套相

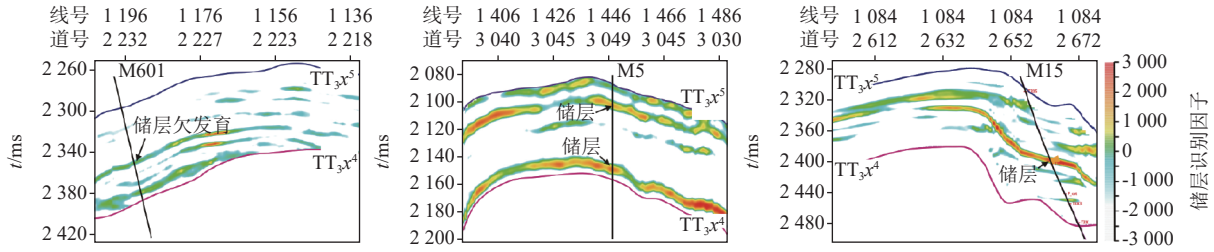


图 11　M601、M5、M15 井储层预测剖面

Fig. 11　Reservoir prediction cross-section across wells M601, M5 and M15

对稳定的砂岩储层, 是勘探的主要目标。须四段下亚段储层预测厚度平面图揭示, TJ 地区须四段下亚段尽管整体位于辫状河三角洲前缘相带内, 砂岩广泛分布, 但在前缘相带内储层表现出很强的分异性, 往南靠近三角洲前缘亚相前端, 储层厚度逐渐减薄, 研究区东北部砂岩储层相对更发育、连通性好, 区内 M3、M5 井均测试获的高产工业气流(图 12)。应用该研究成果, 在 TJ 地区东北部预测的储层发育区新部署实施 M15 井, 预测揭示 M15 须四下亚段储层横向连片分布, 厚度约 12 m, 实钻砂岩储层 11.2 m, 预测与实钻吻合良好, 测试获日产 10.35 万 m^3 高产工业气流, 很好地支撑了研究区的勘探部署以及探明储量申报。

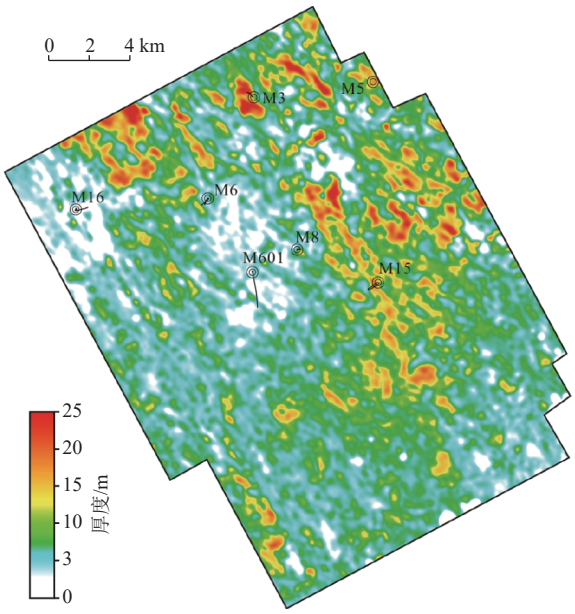


图 12　TJ 地区须四段下亚段储层预测厚度

Fig. 12　Reservoir prediction thickness map of the lower sub-member of the 4th member of Xujiahe Formation, TJ area

将研究区内完钻井的砂岩储层实钻厚度与预测厚度进行对比, 储层预测厚度与实钻吻合率较高, 证实预测精度较高, 预测方法及结果可靠(图 13)。

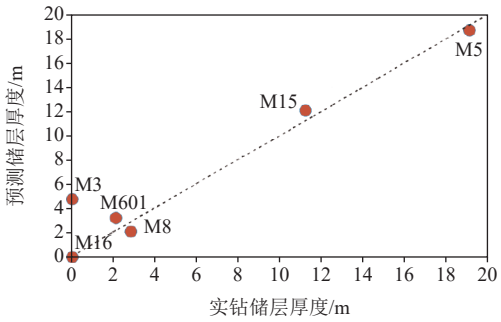


图 13　实钻与预测储层厚度交会图

Fig. 13　Crossplot of actual drilling and predicted reservoir thickness

3　结论

1)致密砂岩储层厚度薄、横向变化快, 岩石物理特征不明确, 制约储层精细预测。基于广义 Xu-White 的岩石物理建模及坐标旋转方法, 构建优质砂岩及储层敏感弹性参数, 结合改进的 AVO 反射率反演方法, 通过时间、偏移距方向双向约束, 可有效提高致密砂岩薄储层预测的精度。

2)TJ 地区须家河组发育多套砂岩储层, 其中须四段下部砂岩储层横向分布相对稳定, 厚度介于 10~25 m 之间, 是研究区主要的勘探目的层; 工区东北部储层连片分布、连通性好, 是有利的目标区。

参考文献(References):

[1] 林良彪, 余瑜, 朱宏权, 等. 致密砂岩孔隙形成机制与差异成岩演化——以四川盆地上三叠统须家河组为例 [J]. 沉积学报, 2025, 43(5): 1697−1715.
Lin L B,Yu Y, Zhu H Q, et al. Different diagenetic evolution and Formation mechanisms of highquality reservoirs in Xujiahe Formation Tight Sandstones, Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2025, 43(5): 1697−1715.

[2] 卢晓林, 黄彦庆, 刘君龙, 等. 川东北通南巴背斜与通江凹陷地区须家河组致密砂岩气成藏特征与差异 [J]. 天然气地球科学, 2026,37(1):78-92.
Lu X L, Huang Y Q, Liu J L, et al. Differential accumulation char-

acteristics of the Xujiahe Formation tight sandstone gas in the Tongnanba Anticline and Tongjiang Depression, northeast Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2026,37(1):78-92.

[3] 赖未蓉, 杨国鹏, 宋沛东, 等. 相控叠前地质统计学反演在储层预测中的应用——以四川盆地川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层为例 [J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 586−592.
Lai W R, Yang G P, Song P D, et al. Application of facies-controlled prestack geostatistical inversion in reservoir prediction: A case study of tight sandstone reservoir in the second member of Xujiahe Formation in western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 586−592.

[4] 师修琳, 黎平, 李剑波, 等. 基于叠前反演技术的须家河组孔隙甜点储层预测 [J]. 西南石油大学学报:自然科学版, 2025, 47(2): 50−69.
Shi X L, Li P, Li J B, et al. Prediction of Pore Sweet Reservoir in Xujiahe Formation with Pre-stack Inversion Technique[J]. Journal of Southwest Petroleum University:Science & Technology Edition, 2025, 47(2): 50−69.

[5] 林利明, 郑颖, 史浩, 等. 基于相控地质统计学叠前反演的致密砂岩薄储层含气性预测——以鄂尔多斯盆地临兴中区为例 [J]. 天然气工业, 2023, 43(2): 56−66.
Lin L M, Zheng Y, Shi H, et al. Gas-bearing prediction of thin tight sandstone reservoirs based on facies-controlled geostatistical prestack inversion: A case study of the middle Linxing Block in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(2): 56−66.

[6] 石楠, 刘源, 冷玥, 等. 基于低频模型优化的相控地质统计学反演方法及应用 [J]. 新疆石油地质, 2023, 44(3): 375−382.
Shi N, Liu Y, Leng Y, et al. Facies-Controlled Geostatistical Inversion Method Based on Low-Frequency Model Optimization and Its Application[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(3): 375−382.

[7] Sen M K, Roy I G.Computation of differential seismograms and iteration adaptive regularization in pre-stack waveform inversion[J]. Geophysics, 2003, 68(6): 2026-2039.

[8] Liu H X, Li J Y, Chen X H, et al, Amplitude variation with offset inversion using the reflectivity method[J]. Geophysics, 2016, 81(4): R185-R195.

[9] 廖茂辉, 朱定, 陈松. 薄层反射率反演技术在地震解释中的应用——以塔里木盆地先巴扎地区石炭系小海子组薄储层识别为例 [J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2017, 14(11): 27−31.
Liao M H, Zhu D, Chen S. Application of thin-layer reflectivity inversion technology in seismic interpretation: A case study of thin reservoir identification in the Carboniferous Xiaohaizi Formation in the Xianbazha area of the Tarim Basin[J]. Journal of Yangtze University :Natural Science Edition, 2017, 14(11): 27−31.

[10] 陈莉. 基于贝叶斯框架的反射率法 AVO 反演研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.
Chen L. Prestack AVO inversion based on the reflectivity China University ofmethod using Bayesian theory[D]. Beijing: Petroleum (Beijing), 2017.

[11] 杨真, 高振宇, 刘兴业. 基于贝叶斯理论的反射率法煤田地震波阻抗反演 [J]. 煤田地质与勘探, 2020, 48(3): 204−210.
Yang Z, Gao Z Y, Liu X Y. Bayesian theory-based seismic acoustic impedance inversion of coalfield using reflectivity method[J]. Coal Geology & Exploration, 2020, 48(3): 204−210.

[12] 周雨晴, 张佳佳, 张广智, 等. 致密砂岩储层岩石物理建模及“甜点”预测 [J]. 地球物理学进展, 2025, 40(1): 255−265.
Zhou Y Q, Zhang J J, Zhang G Z, et al. Research on rock physical modeling and “sweet spot” prediction methods for tight sandstone reservoirs[J]. Progress in Geophysics, 2025, 40(1): 255−265.

[13] 杜红权, 王威, 时志强, 等. 四川盆地东北部马路背地区上三叠统须家河组天然气地球化学特征及气源 [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(1): 34-40.
Du H Q, Wang W, Shi Z Q, et al. Geochemical characteristics and souree of natural gas of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Malubei area , northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & GasGeology, 2019, 40(1): 34 -40.

[14] 曹环宇, 王威, 刘明. 川东北通南巴构造带须家河组裂缝特征 [J]. 新疆石油地质, 2018, 39(4): 424-429.
Cao H Y, Wang W, Liu M. Characteristics of fractures in Xujiahe Formation of Tong nanba structural belt, Northeastern Sichuan Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018 , 39(4): 424 -429.

[15] 蒋有录, 李明阳, 王良军, 等. 川东北通南巴地区断裂对致密砂岩天然气成藏及富集的控制作用 [J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2020, 44(5): 19-31.
Jiang Y L, Li M Y, Wang L J, et al. Contrlling effeet of faults on tight sandstone natural gas accumulation and enrichment in Tongnanba Area , Northeast Sichuan[J]. Journal of China University of Petroleum:Edition of Natural Seience, 2020, 44(5): 19-31.

[16] 蔡勋育, 邱桂强, 孙冬胜, 等, 中国中西部大型盆地致密砂岩油气“甜点”类型与特征 [J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 684-695.
Cai X Y, Qiu G Q, Sun D S, et al. Types and characteristics of tight sandstone sweet spots in large basins of central western China[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 684 -695.

[17] 王威, 凡睿, 黎承银, 等. 川东北地区须家河组“断缝体”气藏有利勘探目标和预测技术 [J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 992−1001.
Wang W, Fan R, Li C Y, et al. Exploration and prediction of promising fault-fracture reservoirs in the Xujiahe Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(4): 992−1001.

[18] 王建立, 明君, 夏同星, 等. 弹性参数坐标旋转法在薄互储层定量描述中的应用 [J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(2): 144−147.
Wang J L, Ming J, Xia T X,et al. Application of elastic parameter coordinate rotation method in quantitative description of thin interbedded reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2): 144−147.

An improved AVO reflectivity inversion method and its application to the prediction of tight sandstone reservoirs in the Xujiahe Formation, TJ area, Sichuan Basin

MIAO Zhi-Wei

（*Exploration Company*, *SINOPEC*, *Chengdu*　610041, *China*）

Abstract: The tight sandstone reservoirs of the braided river delta facies in the Xujiahe Formation of the Sichuan Basin represent a critical target for the reserve growth and production addition of hydrocarbons. In the TJ area, the Xujiahe Formation exhibits deep burial depths, complex lithologies, unconfirmed petrophysical patterns of dominant lithofacies, and rapid lateral variations in reservoirs, which jointly limit the reservoir prediction accuracy. This study aims to address the challenges in reservoir prediction. First, considering the impacts of multi-mineral components, a generalized Xu-White petrophysical model was developed to accurately determine the factors for lithologic and reservoir identification. Then, using a reflectivity objective function with time-offset dual constraints developed in this study, the amplitude versus offset (AVO) reflectivity extraction method was improved, contributing to the acquisition of accurate ternary reflectivity volumes. Accordingly, high-resolution prestack elastic parameter volumes were determined through Bayesian inversion. Finally, the distribution of sandstone reservoirs was predicted thoroughly by combining factors for lithologic and reservoir identification, as well as high-resolution prestack inversion results. The improved AVO reflectivity inversion accurately predicted the distribution of sandstones and reservoirs in the TJ area, delivering satisfactory performance in predicting highly heterogeneous tight sandstone reservoirs. This study provides a novel approach to prestack prediction of tight sandstone reservoirs.

Key words: tight sandstone; petrophysics; ternary energy constraint factor; amplitude versus offset(AVO) reflectivity; reservoir prediction

（本文编辑: 叶佩）