

沉积相约束下的碳酸盐岩滩体储层有利区波形差异模拟预测

——以川中古隆起北斜坡沧浪铺组为例

谢灵俐^{1*}, 王杰^{1,2#}, 李丹丹¹, 叶云生¹, 李媛¹, 张昊林¹

¹重庆科技大学复杂油气田勘探开发重庆市重点实验室, 重庆

²中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津

收稿日期: 2026年5月11日; 录用日期: 2026年6月16日; 发布日期: 2026年6月26日

摘要

川中古隆起北斜坡沧浪铺组一段是四川盆地重要天然气战略接替层系, 但颗粒滩非均质性强, 常规地震反演难以区分薄层滩体与非储层。本文基于研究区3182.32 km²三维地震及9口钻井资料, 采用沉积-地球物理联合思路, 开展沉积相分析与沉积相约束的地震波形差异模拟反演。结果表明: 沧浪铺组受德阳-安岳古裂陷与古隆起双重控制, 沧一段发育高能颗粒滩优质储层, 与沧二段浅水陆棚细粒沉积构成“下滩上陆棚”有利储盖组合; 优选AC、DTC、CNL为储层识别核心敏感曲线, 反演方法可精准刻画沿古地貌高部位条带状展布的有效储层。本研究建立了碳酸盐岩滩体定量预测体系, 为研究区天然气勘探部署提供了科学支撑。

关键词

川中古隆起北斜坡, 沧浪铺组, 颗粒滩, 地震波形差异模拟反演, 储层预测

Waveform Difference Simulation and Prediction of Favorable Reservoir Zones in Carbonate Shoal Bodies Constrained by Sedimentary Facies

—A Case Study of Canglangpu Formation in the Northern Slope of Central Sichuan Paleo-Uplift

*第一作者。

#通讯作者。

文章引用: 谢灵俐, 王杰, 李丹丹, 叶云生, 李媛, 张昊林. 沉积相约束下的碳酸盐岩滩体储层有利区波形差异模拟预测[J]. 地理科学研究, 2026, 15(3): 521-535. DOI: 10.12677/gser.2026.153049

Lingli Xie^{1*}, Jie Wang^{1,2#}, Dandan Li¹, Yunsheng Ye¹, Yuan Li¹, Haolin Zhang¹

¹Chongqing Key Laboratory of Complex Oil and Gas Fields Exploration and Development, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

²Tianjin Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Tianjin

Received: May 11, 2026; accepted: June 16, 2026; published: June 26, 2026

Abstract

The first member of the Canglangpu Formation on the northern slope of the Central Sichuan Paleo-uplift is an important strategic replacement layer for natural gas exploration in the Sichuan Basin. However, grain shoals exhibit strong heterogeneity, and conventional seismic inversion struggles to distinguish thin-layer shoals from non-reservoirs. Based on 3182.32 km² of 3D seismic data and 9 drilling datasets in the study area, this paper adopts an integrated sedimentological-geophysical approach to conduct sedimentary facies analysis and sedimentary facies-constrained seismic waveform difference simulation inversion. The results show that the Canglangpu Formation is under the dual control of the Deyang-Anyue Paleo-rift and the paleo-uplift. High-quality reservoirs developed in high-energy grain shoals in the first member of the Canglangpu Formation, forming a favorable “lower shoal-upper shelf” reservoir-cap assemblage with the fine-grained deposits of the shallow shelf in the second member of the Canglangpu Formation. AC, DTC and CNL were selected as the core sensitive curves for reservoir identification, and the inversion method can accurately delineate the effective reservoirs distributed in bands along paleogeomorphic highs. This study establishes a quantitative prediction system for carbonate shoals and provides scientific support for natural gas exploration deployment in the study area.

Keywords

Northern Slope of the Central Sichuan Paleo-Uplift, Canglangpu Formation, Grain Shoal, Seismic Waveform Difference Simulation Inversion, Reservoir Prediction

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

四川盆地是我国海相碳酸盐岩天然气勘探核心区，川中古隆起北斜坡沧浪铺组一段经 JT1 井高产突破，证实其规模成藏潜力，成为盆地重要天然气战略接替层系[1] [2]。

前人研究明确，该区沧浪铺组受德阳 - 安岳古裂陷与川中古隆起共同控制，沧一段发育高能颗粒滩为核心有利储集相带[3]-[5]，沧二段为浅水陆棚细粒沉积，二者形成“下滩上陆棚”的储盖配置关系；但受构造与海平面变化影响，沧一段滩体非均质性极强，现有研究对稀疏井网区滩体精细预测存在瓶颈，常规地震反演难以区分薄层滩体与非储层，多解性突出。

本文以沧浪铺组为研究对象，采用沉积 - 地球物理联合思路，以精细沉积相分析约束波形差异模拟，实现滩体精准刻画，建立碳酸盐岩滩体定量预测体系，为研究区勘探部署提供科学支撑。

2. 地质概况

四川盆地是中国重要含油气盆地之一，以天然气为主，盆地面积约 19×10^4 km² [6]。四川盆地位于

扬子板块西缘,从基底形成到晚期造山成盆,盆地经历了扬子旋回、加里东旋回、海西旋回、印支旋回、燕山旋回及喜马拉雅旋回6大沉积构造旋回,是典型的多旋回性克拉通盆地[1]。按照构造特征可将四川盆地划分为6个一级构造单元:川西坳陷带、川西南低陡褶皱带、川南低陡褶皱带、川中平缓构造带、川东高陡褶皱带以及川北低陡褶皱带[7]。

四川盆地寒武系自下而上可划分为下寒武统麦地坪组(C_{1m})、筇竹寺组(C_{1q})、沧浪铺组(C_{1c}),龙王庙组(C_{1l}),中寒武统高台组(C_{2g})及中上寒武统洗象池组(C_{2-3x})。研究区寒武系地层发育完整,沧浪铺组为下寒武统重要地层单元见图1,划为上、下两段,下段以碳酸盐岩沉积为主,岩性主要为灰岩、白云岩夹部分碎屑岩沉积[8];上段以碎屑岩沉积为主,岩性主要为泥岩、砂岩、粉砂岩,局部夹白云质粉砂岩[8]。



Figure 1. Regional geological overview of Sichuan Basin. (a) Structural location of the northern slope of Central Sichuan Paleo-Uplift; (b) Comprehensive lithostratigraphic column [1]

图 1. 四川盆地区域地质概况图。(a) 川中古隆起北斜坡构造位置; (b) 岩性地层综合柱状图[1]

3. 数据与方法

3.1. 数据介绍

研究区三维地震资料覆盖面积 3182.32 km², 采样间隔 2 ms, 主频 24 Hz, 品质良好; 区内 9 口钻遇沧浪铺组的钻井, 配套岩屑录井及 GR、SP、AC、DTC、CNL、Den、AI 等常规测井资料。

3.2. 研究方法

本文采用地质 - 地球物理联合思路, 构建“沉积相精细刻画 - 相控波形差异模拟反演”技术流程。先综合多源资料开展沧一段沉积相分析, 建立岩性 - 测井识别图版, 明确颗粒滩展布特征; 再以沉积相为先验约束开展波形差异反演, 迭代优化参数并井震联合标定, 实现沧一段颗粒滩展布预测与有利储层识别。

沉积相约束的地震波形差异模拟反演的核心原理是沉积相控制储层岩性物性, 进而决定地震反射波形差异, 以“波形定相、相控反演”为核心思路[9], 将沉积规律作为硬约束融入反演, 有效降低常规反演多解性。

(1) 波形差异度量的数学定义

波形差异的定量化描述是实现沉积相约束地震波形差异反演的核心基础。本文采用归一化互相关系

数法度量波形差异[10]，对于长度均为 N 的两道离散地震波形序列 x_n 和 $y_n (n = 1, 2, \dots, N)$ ，其归一化互相关系数 ρ 的数学定义为：

$$\rho = \frac{\sum_{n=1}^N x_n y_n}{\sqrt{\sum_{n=1}^N x_n^2} \sqrt{\sum_{n=1}^N y_n^2}} \quad (3.1)$$

ρ 取值范围为[-1, 1]，值越接近 1 表示波形相似度越高。通过定量计算不同地震道之间的波形差异，能够有效识别储层边界与岩性变化。

(2) 反演所基于的目标函数

反演问题的本质是通过极小化观测数据与模型预测数据之间的残差来求解地下介质的参数分布，这一过程由目标函数定量控制。本文采用的目标函数由数据拟合项和正则化项两部分组成[11]，其通式为：

$$E(m) = \frac{1}{2} \|d_{obs} - d_{pred}(m)\|_2^2 + \lambda R(m) \quad (3.2)$$

式中， d_{obs} 为观测地震数据； $d_{pred}(m)$ 为模型预测地震响应； m 为模型参数向量； λ 为正则化系数； $R(m)$ 为正则化项，采用共轭梯度法迭代求解至残差满足精度要求。

(3) 沉积相模型的数学融入方式

基于“波形定相、相控反演”核心思路，首先提取对沧一段颗粒滩储层敏感的弹性参数，统计不同沉积微相的参数分布区间，建立测井响应与沉积微相的定量关联图版[12]；进而采用波形指示反演算法开展地震波形聚类分析，将具有相似特征的地震道划分为同一类，结合单井沉积相精细解释结果建立地震波形类与沉积微相的映射关系并生成研究区沉积相概率体；最终以波形差异最小化为目标函数驱动反演迭代，将沉积相概率体转化为低频模型和概率约束双重数学先验，既提供大尺度岩性分布趋势，又限制不同沉积相区的弹性参数取值范围，实现沧一段储层的定量预测。

4. 沉积相特征与展布规律

川中古隆起北斜坡沧浪铺组受德阳 - 安岳古裂隙与古隆起双重控制，沉积相具东西分异、垂向旋回、平面分带特征。本章通过多维度沉积学分析，厘清沧一、二段沉积演化与有利储集相带分布，为储层预测提供地质约束。

4.1. 岩性特征与岩性组合差异

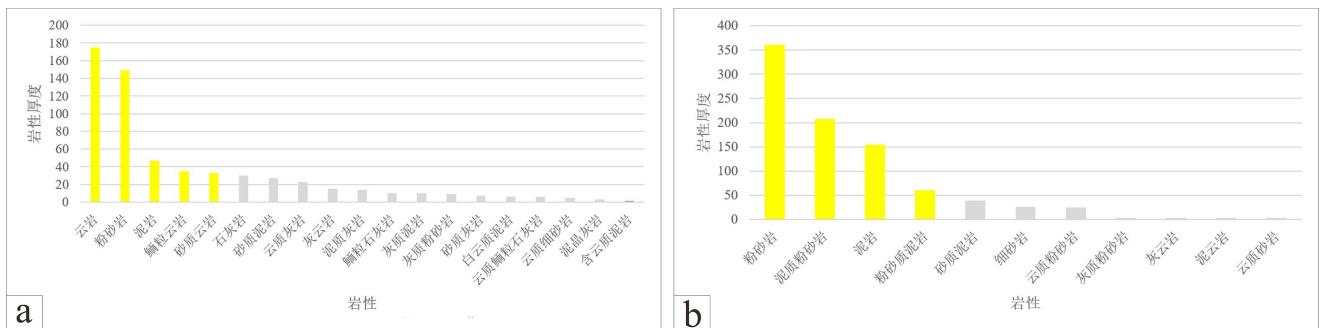


Figure 2. Average lithologic thickness of each sub-member of Canglangpu Formation in the northern slope of central Sichuan area. (a) Average lithologic thickness of the 1st Member of Canglangpu Formation in the northern slope of central Sichuan area; (b) Average lithologic thickness of the 2nd Member of Canglangpu Formation in the northern slope of central Sichuan area

图 2. 川中地区北斜坡沧浪铺组各亚段岩性平均厚度。(a) 川中地区北斜坡沧浪铺组一段岩性平均厚度；(b) 川中地区北斜坡沧浪铺组二段岩性平均厚度

研究区沧浪铺组岩性垂向差异明显，受沉积环境与水动力变化控制。依托钻井岩性统计及直方图，可厘清沧一段、沧二段岩性特征与储层发育基础。

沧一段岩性多样，以碳酸盐岩与陆源碎屑混积为主，发育白云岩、鲕粒白云岩、砂质白云岩、粉砂岩、泥岩等；其中各类白云岩厚度大、横向分布稳定，是颗粒滩及优质储层发育的核心岩性见图 2(a)。

沧二段岩性单一，陆源碎屑岩占主导，以粉砂岩、泥岩等细粒富泥沉积为主，碳酸盐岩占比极低，储层不发育见图 2(b)。

4.2. 单井沉积相分析

以 PS1、PS2、PS11、PS12、PS13、PS15 等典型钻井为基础，结合岩性、测井响应与沉积序列，开展单井沉积相划分，明确各井相类型、垂向演化及滩体发育特征。单井沉积相柱状图中以黄色框标识气层发育段，白色框标识差气层段，可直观区分不同含气性层段的纵向分布规律。

PS1 井整体为台地边缘滩间海为主，岩性以泥晶、泥质灰岩为主，滩体发育弱；向上逐渐过渡为浅水陆棚与棚内洼地，洼地为还原较深水沉积见图 3。

PS1 井井垂向上自下而上为：下部台缘低能粉砂质滩间海；中部多期高能鲕粒滩与滩间海互层，储层条件优越；上部为混积砂坪与浅水陆棚，整体呈现台缘滩体发育、向上过渡为陆棚的沉积序列见图 4。

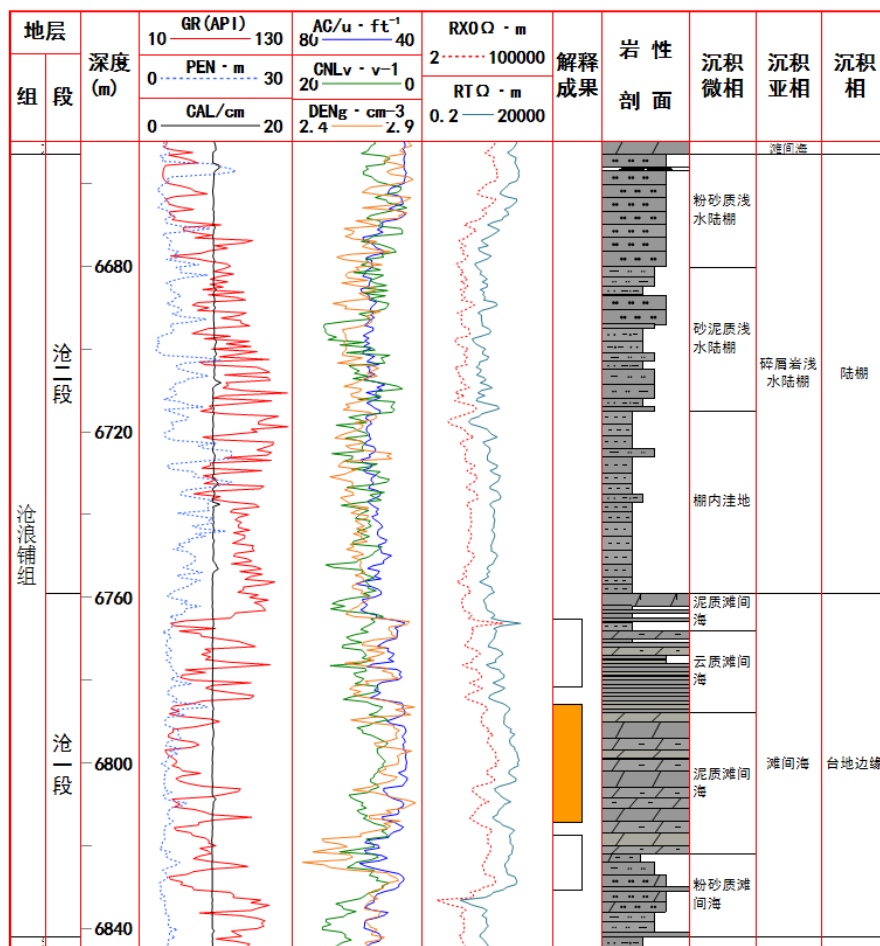


Figure 3. Single-well sedimentary facies analysis of well PS1

图 3. PS1 井单井沉积相分析

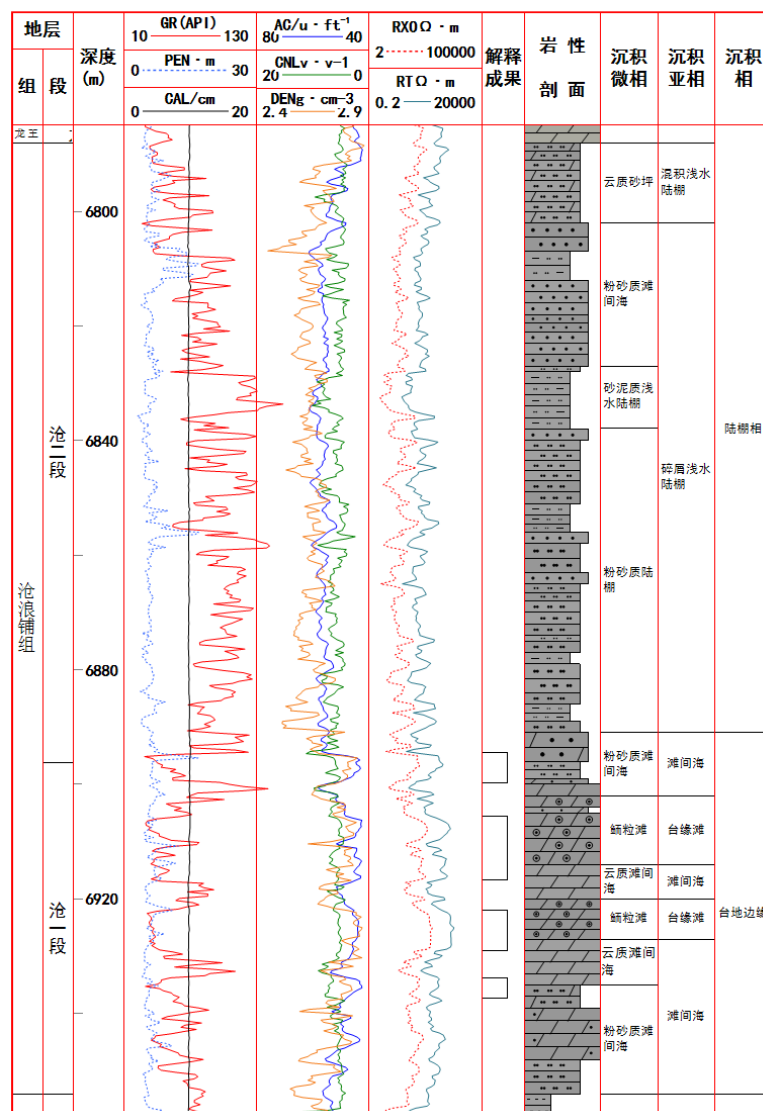


Figure 4. Single-well sedimentary facies analysis of well PS11
 图 4. PS11 井单井沉积相分析

4.3. 连井沉积相对比与平面展布

在单井相分析基础上，选取两条骨干连井剖面开展横向对比，结合沉积相平面图，明确沉积相带展布、演化规律及有利相带分布。

4.3.1. 连井沉积相对比

(1) PS15-13-12-2 井连井沉积相分析

研究区沧浪铺组沉积受古地貌与水动力共同控制，井间沉积差异明显，整体呈现中部低洼低能、东西两侧古地貌隆起且高能颗粒滩发育的格局；垂向为海退沉积演化，下部发育滩相、上部为陆棚相，水体自下而上逐渐变浅，滩体向东西古隆起迁移。其中 PS2 井高能鲕粒滩储层条件最优，为核心勘探目标，PS15、13 井滩体发育次之具备勘探潜力，中部 PS12 井以洼地细粒沉积为主、基本无有效储层；勘探部署应优先聚焦 PS2 井有利滩相区，兼顾西侧滩体带，规避中部洼陷不利区见图 5。

(2) PS11-1-12 井连井沉积相分析

沧浪铺组连井剖面为受碳酸盐与陆源碎屑共同控制的混积沉积体系，整体呈水进退积特征，水体自下而上加深，下部台缘碳酸盐沉积与上部陆棚相横向稳定可对比。两侧 PS11、12 井近台地，发育台缘滩间海 - 粉砂质云坪 - 浅水陆棚序列，具备储层潜力；中部 PS1 井为深水过渡带，泥质含量高，上部棚内洼地暗色泥岩可作优质盖层；剖面下部台缘滩体与上部陆棚泥岩构成良好储盖组合见图 6。

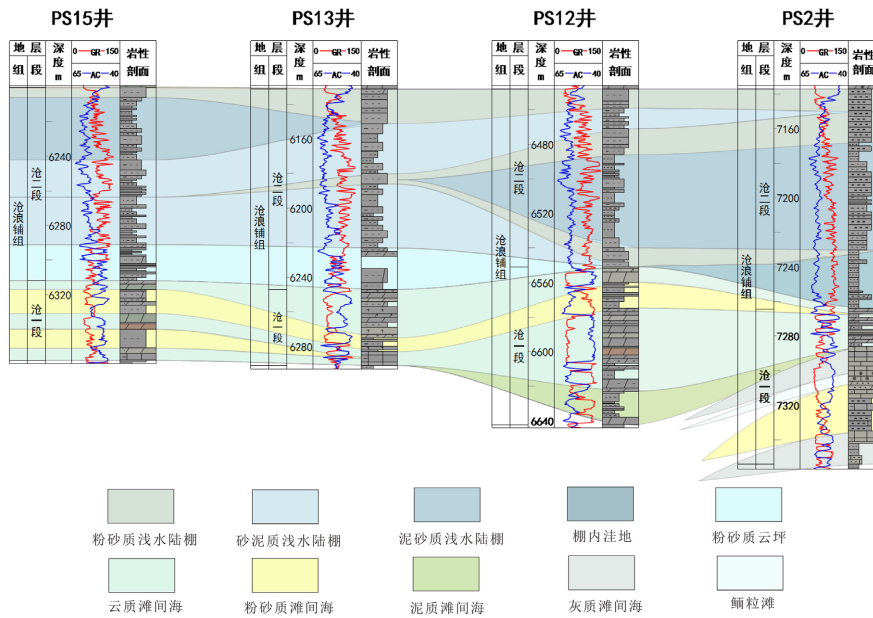


Figure 5. Sedimentary facies correlation analysis of wells PS15-PS13-PS12-PS2
图 5. PS15-PS13-PS12-PS2 连井沉积相分析

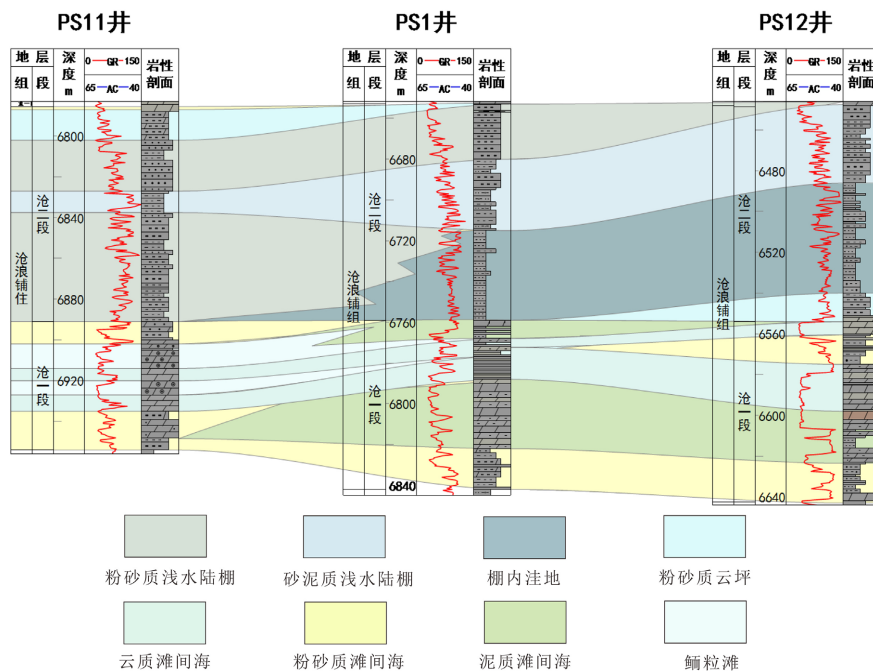


Figure 6. Sedimentary facies correlation analysis of wells PS11-PS1-PS12
图 6. PS11-PS1-PS12 连井沉积相分析

4.3.2. 沉积相平面展布与演化

研究区沧浪铺组沧一段与沧二段沉积相展布差异明显，受相对海平面升降控制，呈现从低位浅滩向高位陆棚过渡的沉积演化特征。沧一段海平面相对较低，古地貌高部位水动力较强，PS2 井区发育鲕粒滩，PS11、PS1、PS12 井区古隆起带广泛发育颗粒滩，滩体沿地貌高点呈条带状、点状展布，为区内优势储层发育带；PS15、PS104 井及中部低洼区域水体偏深、水动力偏弱，以粉砂质、云质滩间海沉积为主，滩体发育较差，储集条件有限见图 7(b)。沧二段海平面持续上升，工区发生显著海进，陆源碎屑供给加大，整体转为低能浅水陆棚环境，混积陆棚、粉砂质陆棚及棚内洼地广布，先期高能滩体被水体淹没、规模大幅萎缩，仅局部零星残存。垂向上构成下滩上陆棚储盖组合，沧一段滩相为优质储层，沧二段以细粒致密陆棚沉积为主，整体无有效储层发育，可作为区域性盖层，为油气成藏与保存提供了有利地质条件见图 7(a)。



Figure 7. Sedimentary facies plan of Canglangpu Formation. (a) Sedimentary facies plan of the Second Canglangpu Member; (b) Sedimentary facies plan of the First Canglangpu Member
图 7. 沧浪铺组沉积相平面图。(a) 沧二段沉积相平面图；(b) 沧一段沉积相平面图

5. 沧浪铺组一段储层识别与岩性展布预测

沧一段是研究区核心勘探层位，滩体纵向叠置、横向相变快、非均质性强，常规地震预测多解性高。本章以沉积相与测井响应为基础，采用岩性厚度统计、测井交会图优选、沉积相约束地震波形反演，开展储层识别与展布预测，支撑勘探部署。

5.1. 基于测井交会图的储层敏感曲线优选

选取 AC、DTC、CNL 三条测井曲线构建双交会图，完成白云岩、粉砂岩、鲕粒白云岩、砂质白云岩、泥岩五类岩性的定量标定，明确了各类岩性的测井响应范围，其中白云岩 AC、DTC 值均为 43.3~49.2 $\mu\text{s}/\text{ft}$ ，粉砂岩 AC、DTC 值均为 53.2~59.1 $\mu\text{s}/\text{ft}$ 见图 8(b)，鲕粒白云岩 AC 值为 45.3~48.1 $\mu\text{s}/\text{ft}$ 、CNL 值为

4.2~6.8%，砂质白云岩 AC 值为 48.8~51.9 $\mu\text{s}/\text{ft}$ 、CNL 值为 3.6~6.9%，泥岩 AC 值为 51.9~59.2 $\mu\text{s}/\text{ft}$ 、CNL 值为 4.8~11.2% 见图 8(a)；最终确定 AC、DTC、CNL 为储层识别的核心敏感曲线，可为地震反演提供可靠的测井约束与岩性判别阈值。

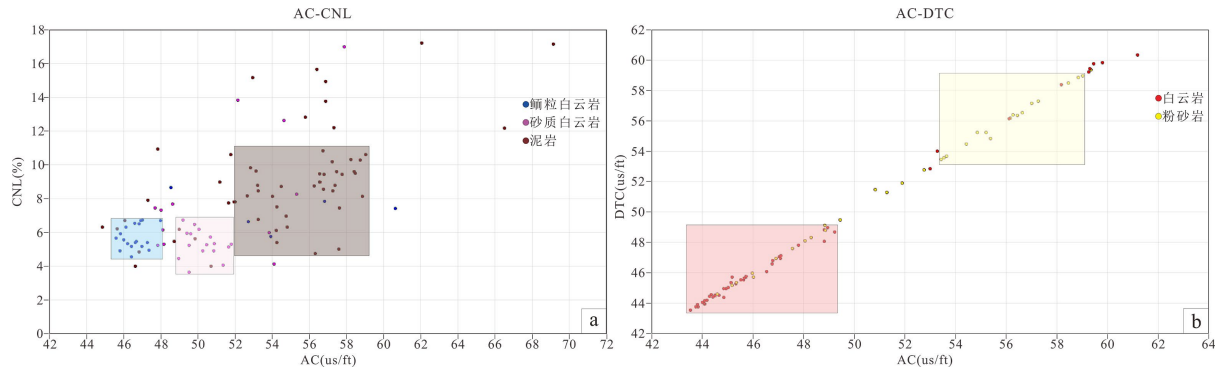


Figure 8. Lithology crossplot. (a) AC-DTC crossplot; (b) AC-CNL crossplot
图 8. 岩性交会图。(a) AC-DTC 交会图；(b) AC-CNL 交会图

5.2. 基于波形差异模拟反演的岩性展布预测

沧一段滩体复杂，常规地震方法预测精度不足。本次采用沉积相约束 - 地震波形差异模拟耦合反演，建立岩性 - 测井 - 地震一体化模型，实现岩性与储层精细预测。

5.2.1. 剖面约束与岩性识别效果验证

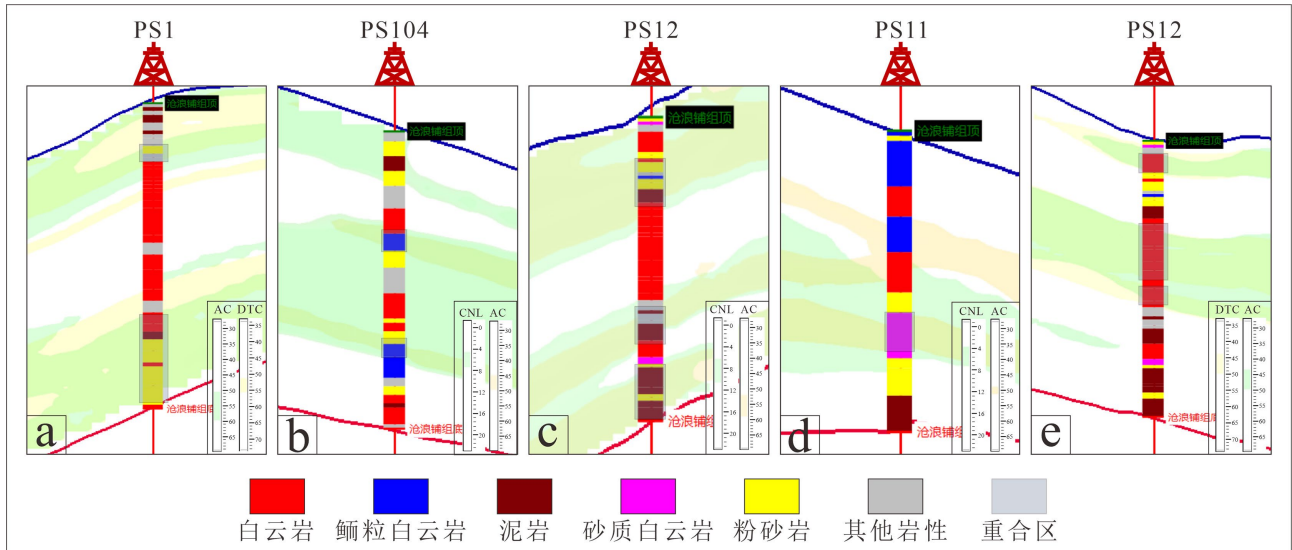


Figure 9. Waveform difference simulation profile of the First Canglangpu Member in the northern slope of central Sichuan. (a) Waveform difference simulation profile of siltstone; (b) Waveform difference simulation profile of oolitic dolomite; (c) Waveform difference simulation profile of mudstone; (d) Waveform difference simulation profile of sandy dolomite; (e) Waveform difference simulation profile of dolomite

图 9. 川中北斜坡沧一段波形差异模拟剖面图。(a) 川中北斜坡沧一段粉砂岩岩性波形差异模拟剖面图；(b) 川中北斜坡沧一段鲕粒白云岩岩性波形差异模拟剖面图；(c) 川中北斜坡沧一段岩性泥岩波形差异模拟剖面图；(d) 川中北斜坡沧一段砂质白云岩岩性波形差异模拟剖面图；(e) 川中北斜坡沧一段白云岩岩性波形差异模拟剖面图

本次反演以 AC、DTC、CNL 为输入，以沉积相为约束，选取 PS1、PS2、PS11、PS12、PS13、PS15、

PS104 共 7 口井参与波形差异模拟, 经多轮井震迭代得到与地质认识高度匹配的反演数据体。验证表明, 反演剖面岩性分界清晰、可靠性高, 可精准区分滩体与非储层见图 9。

5.2.2. 反演结果验证与方法对比

为增强结论说服力, 通过盲井测试与常规方法对比验证本文方法有效性:

(1) 盲井测试: 选用未参与建模的 PS6 井开展盲测, 结果显示该方法对泥岩整体分布预测效果较好, 可完整圈定泥岩发育范围, 但精度不足, 泥岩预测区内混杂少量其他岩性见图 10(a)。

(2) 常规方法对比: 在 PS6 井剖面同步开展模型约束阻抗反演。泥岩的波阻抗范围为 $6400\sim 8600\text{ g}\cdot\text{cm}^{-3}\text{m}\cdot\text{s}^{-2}$ [13], 据此设定岩性判别阈值并开展泥岩分布定量预测, 结果显示常规波阻抗反演的预测效果较差, 预测的泥岩发育层位、横向展布范围与 PS6 井实际钻井揭示的岩性特征偏差显著, 无法有效区分泥岩, 岩性识别多解性突出见图 10(b); 而本文方法的泥岩分布预测与钻井揭示特征吻合度更高, 岩性识别精度显著优于常规波阻抗反演。

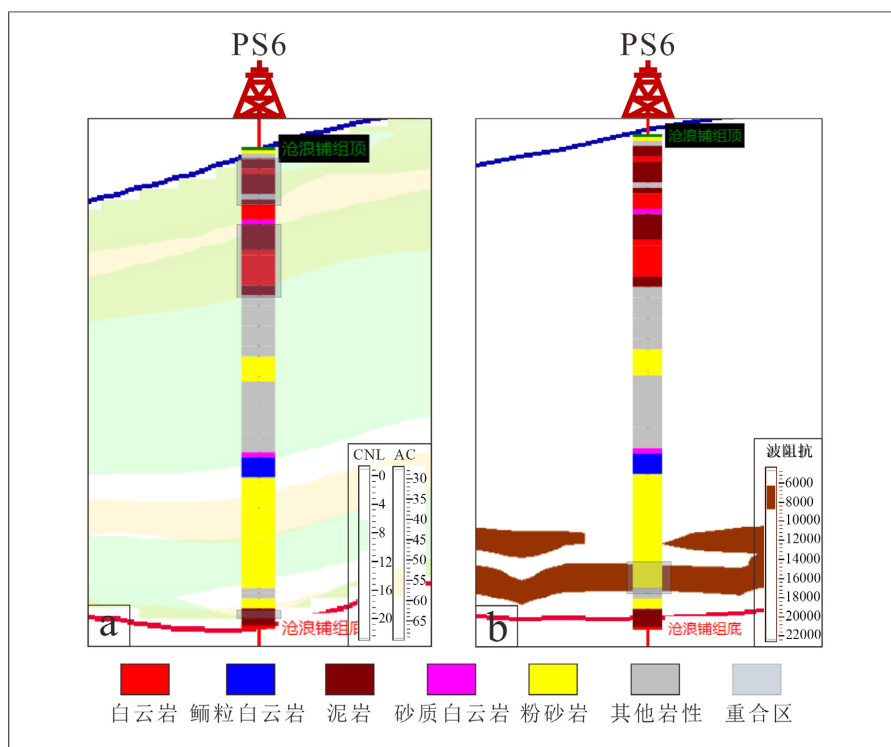


Figure 10. Result verification and method comparison. (a) Blind well test; (b) Model-constrained wave impedance inversion
图 10. 结果验证与方法对比。(a) 盲井测试; (b) 模型约束波阻抗反演

5.2.3. 岩性平面展布预测

基于剖面标定与岩性识别成果, 对三维波形差异反演体开展层位拉平、沿层切片及叠合分析, 系统刻画各类岩性的平面展布概率特征, 划分高概率储层区与高概率非储层区, 明确有利储层富集的潜在区域。

(1) 非储层岩性平面展布特征

非储层以泥岩、粉砂岩为主, 二者平面展布高度叠合, 古地貌低洼低能区发育连片泥岩与粉砂岩的概率较高, 构成区域相对稳定的非储层阻隔体系见图 11~13; 该类区域分隔滩体形成独立成藏单元的概率较高, 兼具侧向封堵与盖层作用, 对油气富集起关键控制作用。

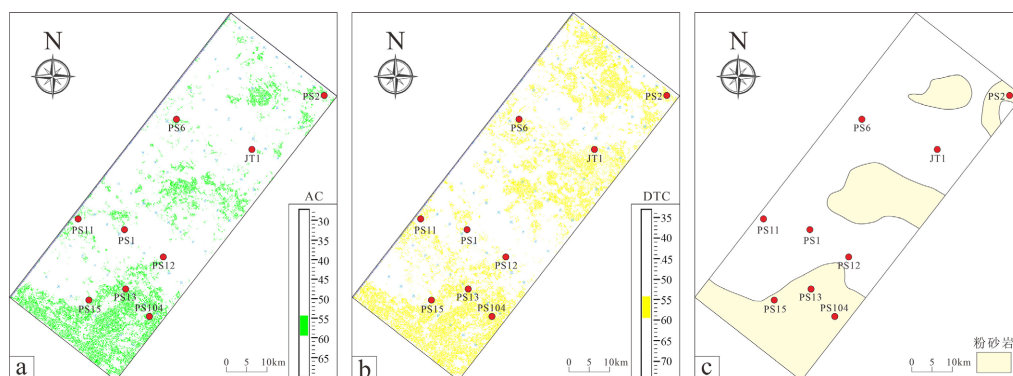


Figure 11. Lithologic waveform difference simulation map of siltstone in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin. (a) Waveform difference simulation map of AC curve; (b) Waveform difference simulation map of DTC curve; (c) High-probability prediction map of siltstone in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin

图 11. 川中北斜坡沧一段粉砂岩岩性波形差异模拟平面图。(a) AC 曲线波形差异模拟平面图; (b) DTC 曲线波形差异模拟平面图; (c) 川中北斜坡沧一段粉砂岩高概率预测平面图

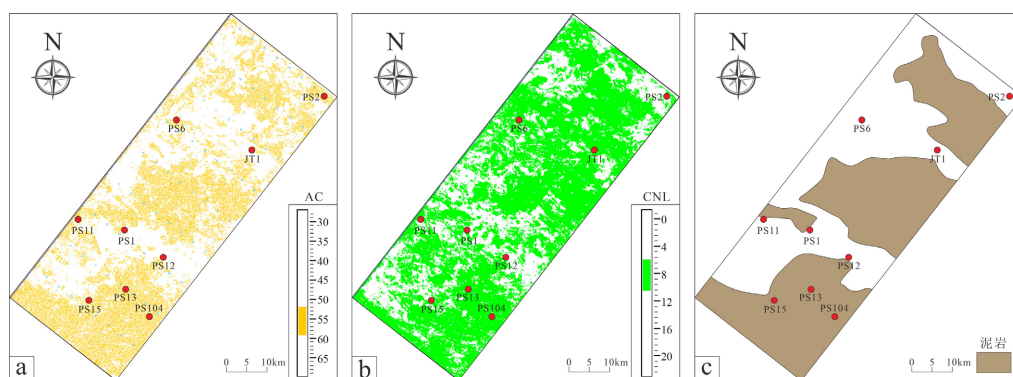


Figure 12. Lithologic waveform difference simulation map of mudstone in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin. (a) Waveform difference simulation map of AC curve; (b) Waveform difference simulation map of CNL curve; (c) High-probability prediction map of mudstone in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin

图 12. 川中北斜坡沧一段泥岩岩性波形差异模拟平面图。(a) AC 曲线波形差异模拟平面图; (b) CNL 曲线波形差异模拟平面图; (c) 川中北斜坡沧一段泥岩高概率预测平面图

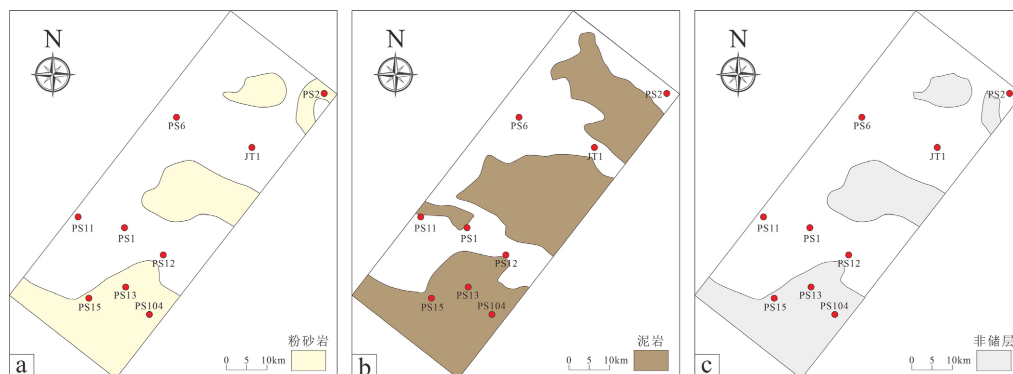


Figure 13. High-probability prediction map of non-reservoir in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin. (a) High-probability prediction map of siltstone; (b) High-probability prediction map of mudstone; (c) Superimposed prediction map of non-reservoir area

图 13. 川中北斜坡沧一段非储层高概率预测平面图。(a) 川中北斜坡沧一段粉砂岩高概率预测平面图; (b) 川中北斜坡沧一段泥岩高概率预测平面图; (c) 川中北斜坡沧一段非储层区域叠合预测平面图

(2) 储层岩性平面展布特征

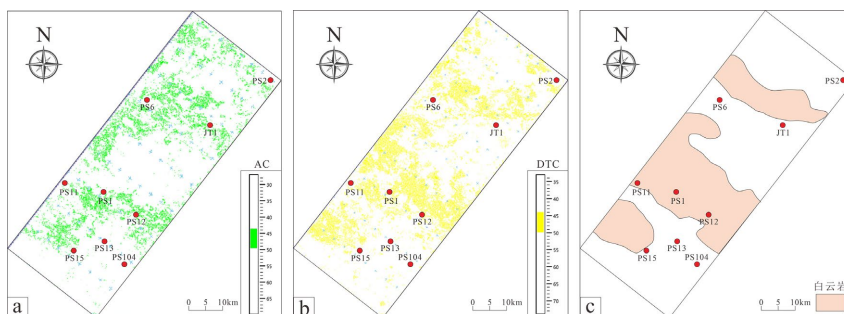


Figure 14. Lithologic waveform difference simulation map of dolomite in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin. (a) Waveform difference simulation map of AC curve; (b) Waveform difference simulation map of DTC curve; (c) High-probability prediction map of dolomite in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin

图 14. 川中北斜坡沧一段白云岩岩性波形差异模拟平面图。(a) AC 曲线波形差异模拟平面图; (b) DTC 曲线波形差异模拟平面图; (c) 川中北斜坡沧一段白云岩高概率预测平面图

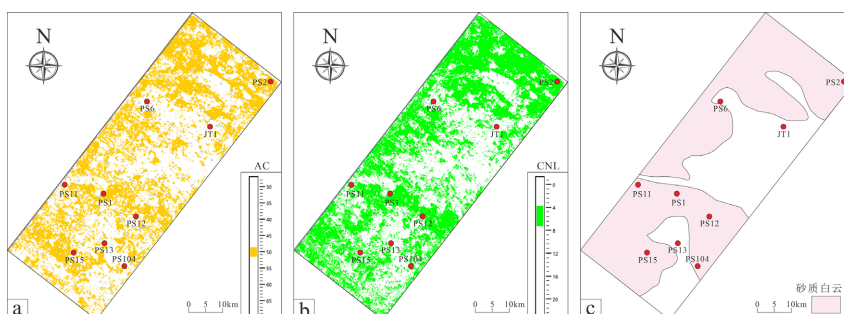


Figure 15. Waveform difference simulation planar map of sandy dolomite in the First Canglangpu Member, northern slope of Central Sichuan. (a) Waveform difference simulation planar map of AC curve; (b) Waveform difference simulation planar map of CNL curve; (c) Prediction planar map of sandy dolomite in the First Canglangpu Member, northern slope of Central Sichuan

图 15. 川中北斜坡沧一段砂质白云岩岩性波形差异模拟平面图。(a) AC 曲线波形差异模拟平面图; (b) CNL 曲线波形差异模拟平面图; (c) 川中北斜坡沧一段砂质白云岩预测平面图

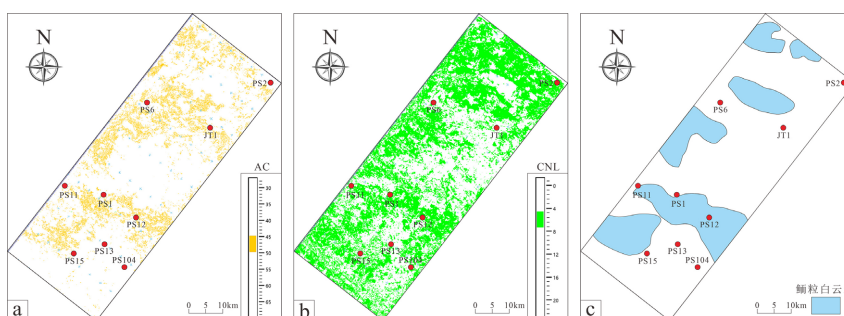


Figure 16. Lithologic waveform difference simulation map of oolitic dolomite in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin. (a) Waveform difference simulation map of AC curve; (b) Waveform difference simulation map of CNL curve; (c) High-probability prediction map of oolitic dolomite in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin

图 16. 川中北斜坡沧一段鲕粒白云岩岩性波形差异模拟平面图。(a) AC 曲线波形差异模拟平面图; (b) CNL 曲线波形差异模拟平面图; (c) 川中北斜坡沧一段鲕粒白云岩高概率预测平面图

有效储层由白云岩、砂质白云岩、鲕粒白云岩三类碳酸盐岩共同组成，三类储集岩平面展布高度耦合、相互叠置，在古地貌高部位及颗粒滩优势相带呈大规模带状、连片式分布的概率较高，呈现出明显

的“古地貌控位、沉积相控储”分布规律。其中，鲕粒白云岩分布范围相对局限但储集性能最优，高能鲕粒滩核心区发育鲕粒白云岩的概率较高；白云岩分布范围广、厚度大、连续性强，古隆起主体部位发育连片白云岩的概率较高；砂质白云岩作为过渡型储层，在滩体边缘发育的概率较高见图 14~16；三者共同构成研究区规模有效储层体系的概率较高见图 17。

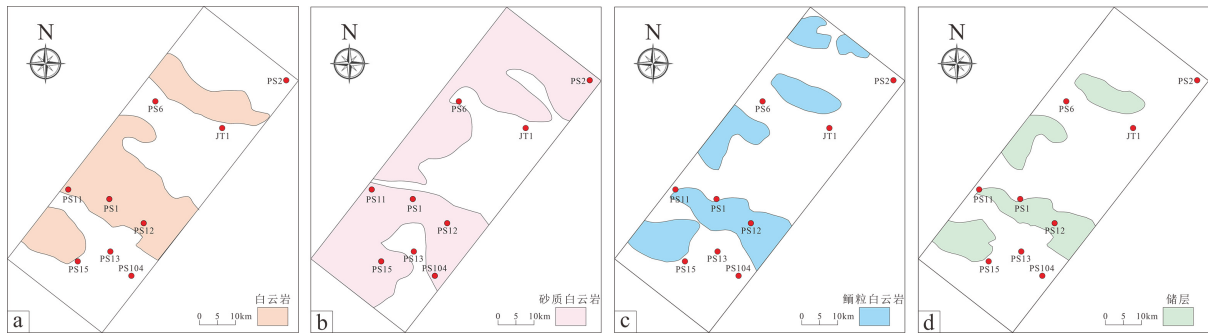


Figure 17. High-probability prediction map of reservoirs in Member 1 of Canglangpu Formation, northern slope of central Sichuan Basin. (a) High-probability prediction map of dolomite (b) High-probability prediction map of sandy dolomite (c) High-probability prediction map of oolitic dolomite (d) Superimposed prediction map of reservoir distribution area

图 17. 川中北斜坡沧一段储层高概率预测平面图。(a) 川中北斜坡沧一段白云岩高概率预测平面图；(b) 川中北斜坡沧一段砂质白云岩高概率预测平面图；(c) 川中北斜坡沧一段鲕粒白云岩高概率预测平面图；(d) 川中北斜坡沧一段储层区域叠合预测平面图

(3) 有效储层综合圈定与地质意义

经三类储层加权叠合，定量圈定沧一段有效储层的潜在展布范围，明确了有效储层发育概率较高的区域分区与边界。有效储层发育概率较高的区域集中于古地貌高地与颗粒滩相带，沿北斜坡呈条带状展布，与现有勘探认识吻合，预测结果具有较高可靠性。

本方法突破了常规预测方法的局限，精细刻画了滩体与高概率储层的展布特征，明确了核心勘探潜力区，可为研究区井位部署、靶区优选与储量计算提供科学支撑。

6. 讨论

(1) 地震资料理论垂向分辨率及滩体识别限制

地震垂向分辨率遵循瑞利准则，即能分辨的地层最小厚度为地震子波波长的 1/4，计算公式为：

$$d = \frac{v}{4f_{\text{截止}}} \quad (6.1)$$

式中， d 为理论垂向分辨率(m)， v 为地层纵波速度(m/s)， $f_{\text{截止}}$ 为地震反演截止频率(Hz)。

统计研究区沧浪铺组声波时差(AC)平均值为 52.197 $\mu\text{s}/\text{ft}$ ，转换得到地层平均纵波速度 $v = 5839.42$ m/s；本次波形差异模拟反演截止频率取 280 Hz，代入计算得理论垂向分辨率约为 5.21 m。该分辨率仅能基本满足厚度大于 5 m 滩体的识别需求，对于研究区广泛发育的 3~4 m 薄层滩体，其厚度已低于理论分辨率阈值，反演结果无法清晰刻画单一层滩体的边界与内部结构，易将多期薄互层滩体合并解释为厚层滩体，导致对滩体纵向叠置次数、单层厚度及横向连续性的预测存在偏差。

(2) 地震反演多解性及其他地质影响因素

本次反演虽通过沉积相约束降低了多解性，但仍受多种地质因素干扰：① 孔隙流体性质：含气储层声波时差增大、密度降低，与白云岩储层测井响应部分重叠，易导致含气泥岩误判为储层；深层碳酸盐岩中孔隙压力和气油比的变化会显著改变流体弹性模量，进一步增加反演结果的不确定性[13]-[15]。②

成岩作用差异：白云岩化、溶蚀作用的非均质性使同一岩性弹性参数差异显著，反演难以区分优质溶蚀储层与低孔渗致密白云岩；孔隙结构的微观变化(如粒内溶孔、微裂缝发育)会导致纵波速度大幅降低，与岩性变化产生的弹性响应混淆[14] [16]。③ 构造变形影响：局部低幅度构造与地层倾角会造成地震波形畸变，产生假振幅异常，可能在构造转折处形成虚假储层；小尺度断层与裂缝带会破坏地震波的连续性，导致反演剖面中岩性边界模糊[17]。④ 混积沉积干扰：沧一段碳酸盐岩-陆源碎屑混积特征明显，砂质含量的细微变化会改变岩石弹性响应，导致砂质白云岩与粉砂岩的识别边界模糊；不同比例的混积组分形成的过渡岩性缺乏明确的测井响应阈值，进一步加剧了反演多解性[18]。

7. 总结

本文以川中古隆起北斜坡寒武系沧浪铺组为研究对象，依托大面积三维地震与实钻资料开展沉积相精细分析，明确研究区受德阳-安岳古裂陷与古隆起共同控制，沧一段高能颗粒滩与沧二段浅水陆棚形成下滩上陆棚良好储盖组合；通过测井交会优选 AC、DTC、CNL 为储层敏感曲线，采用沉积相约束地震波形差异模拟反演方法，有效降低常规地震反演多解性，精准刻画了沿古地貌高部位条带状展布的滩体有利储层，经盲井及方法对比证实该技术预测精度更高，同时分析了地震分辨率、流体、成岩、构造及混积沉积对预测结果的影响，建立了碳酸盐岩颗粒滩储层定量预测方法，为研究区天然气勘探靶区优选与井位部署提供了可靠地质依据。

参考文献

- [1] 杨雨, 文龙, 宋泽章, 等. 川中古隆起北部蓬莱气区多层系天然气勘探突破与潜力[J]. 石油学报, 2022, 43(10): 1351-1368.
- [2] 乐宏, 赵路子, 杨雨, 等. 四川盆地寒武系沧浪铺组油气勘探重大发现及其启示[J]. 天然气工业, 2020, 40(11): 11-19.
- [3] 李亚丁, 陈友莲, 严威, 等. 四川盆地寒武系沧浪铺组沉积演化特征[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(9): 1334-1346.
- [4] 李珊珊, 姜鹏飞, 刘磊, 等. 四川盆地高磨地区寒武系沧浪铺组碳酸盐岩颗粒滩地震响应特征及展布规律[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(4): 22-31.
- [5] 唐松, 岳大力, 谭磊, 等. 川中北斜坡地区沧浪铺组一段颗粒滩特征及分布[J]. 断块油气田, 2023, 30(5): 822-830.
- [6] 聂晶, 周刚, 张亚, 等. 川中古隆起北斜坡灯影组二段储层成岩流体演化及成储效应[J]. 地质学报, 2025, 99(3): 879-896.
- [7] 卢科良, 吴康军, 李志军, 等. 川中古隆起北斜坡寒武系龙王庙组油气成藏特征及演化模式[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(4): 159-168.
- [8] 严威, 罗冰, 周刚, 等. 川中古隆起寒武系沧浪铺组下段天然气地质特征及勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 290-302.
- [9] 欧阳明华, 史建南, 赵地, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田苏5区块盒8段-山1段波形约束建模反演及模拟[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2023, 50(5): 560-568+587.
- [10] 罗泽, 梁杰. 利用波形特征进行储层预测方法研究——以珠江口盆地 M 油田为例[C]//中国矿物岩石地球化学学会岩相古地理专业委员会, 中国矿物岩石地球化学学会沉积学专业委员会, 中国地质学会沉积地质专业委员会, 中国地质学会地层古生物专业委员会, 中国石油学会石油地质专业委员会. 第十五届全国古地理学及沉积学学术会议摘要集. 2018: 349.
- [11] 董良国, 迟本鑫, 陶纪霞, 等. 声波全波形反演目标函数性态[J]. 地球物理学报, 2013, 56(10): 3445-3460.
- [12] 刘彦君, 刘大猛, 年静波, 等. 沉积规律控制下的测井约束波阻抗反演及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(5): 133-137.
- [13] 乌洪翠. 灰质背景下基于敏感曲线的储层预测方法——以孤北洼陷沙三中亚段为例[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(3): 56-62.
- [14] 耿建华. 超深层碳酸盐岩储层地震岩石物理特征和模型表征[J]. 地球物理学报, 2023, 66(1): 16-33.
- [15] 贺艳晓, 闫国庆, 未波波, 等. 饱和碳酸盐岩地震频带弹性参数响应的实验机理分析研究: 压力与孔隙流体

- 影响[J]. 地球物理学报, 2023, 66(12): 5141-5156.
- [16] 王佳庆, 邓继新, 徐中华, 等. 中国陆上叠合盆地古老碳酸盐岩储层岩石物理特征及其控制因素实验研究[J]. 地球物理学报, 2025, 68(7): 2736-2753.
- [17] 中国石油勘探开发研究院物探技术研究所. 川中古隆起北斜坡超深层气藏地震高分辨成像与岩性圈闭识别技术[J]. 石油物探, 2026, 65(2): 234-245.
- [18] 杜晓峰, 王健, 刘占族, 等. 蠡县斜坡沙一下亚段混积特征及其控储效应[J]. 沉积学报, 2024, 42(3): 789-802.