



地质力学学报
Journal of Geomechanics
ISSN 1006-6616, CN 11-3672/P
中文核心期刊
中国科技核心期刊
CSCD 来源期刊（核心库）

《地质力学学报》预出版论文

论文题目：泸州页岩气套管变形解剖及成因分类方案

作者：黄奕铭，童亨茂，曾波，高枫，李广，宋毅

DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2025186

投稿时间：2025-12-26

录用时间：2026-09-18

预出版时间：2026-10-23

预出版版权说明

预出版，是指在网络出版或纸质版印刷出版之前，文章的电子版本在网上提前公开，是正式出版的预备版本。预出版的文章是通过严格的“三审制”审查后，本刊确定录用的文章，其内容的著作权等受《著作权法》等法律法规保护。预出版的文章将在之后的印刷版上刊发，印刷版的文章可能与预出版的文章略有不同，预出版文章经录用后便以电子版本形式在网站发出，没有经过排版和编校，会存在部分文字及编排格式与正式出版有出入，但文章主体内容是完全一致的。

学者研究或引述预出版文章，应当以印刷纸质版内容为准；但如果牵涉首创权等时间问题，则应当以适当方式注明文章的预出版日期。

引用格式: 黄奕铭, 童亨茂, 曾波, 等, 2026. 泸州页岩气套管变形解剖及成因分类方案[J]. 地质力学学报, 卷(期): 页码.DOI: 10. 12090 / j. issn. 1006-6616. 2025186

Citation: HUANG Y M, TONG H M, ZENG B, et al., 2026. Dissection and Causation Classification of Casing Deformation in the Luzhou Shale Gas Block [J]. Journal of Geomechanics, 27(1):000-000. DOI: 10. 12090 / j. issn. 1006-6616. 2025186

泸州页岩气套管变形解剖及成因分类方案

黄奕铭^{1,2}, 童亨茂^{1,2}, 曾波³, 高枫^{1,2}, 李广^{1,2}, 宋毅³

HUANG Yiming^{1,2}, TONG Hengmao^{1,2}, ZENG Bo³, GAO Feng^{1,2}, LI Guang^{1,2}, SONG Yi³

1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京, 102249;

2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京, 102249;

3. 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院, 四川 成都, 610051

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing, 102249, China

2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing, 102249, China

3. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu, Sichuan, 610051, China

Dissection and Causation Classification of Casing Deformation in the Luzhou Shale Gas Block

Abstract: [Objective] China possesses abundant shale oil and gas resources; however, frequent casing deformation (CD) during hydraulic fracturing in horizontal wells has become a critical constraint on the economic development of these resources. The industry has gradually reached a consensus on the geomechanical mechanism of casing shearing deformation in shale oil and gas development. Nevertheless, further knowledge is lacking regarding specific causes of CD (e.g., “pre-fracturing CD”) and there is no scientific method for determining the maximum diameter of wellbore cleanout tools. [Methods] To address these issues, taking the deep shale gas reservoir in the Luzhou block as an example, this study (1) proposes a predictive method for determining the maximum wellbore cleanout tool diameter based on a multi-perspective and quantitative confirmation of 3D CD morphology using a 24-arm multi-finger imaging tool (MIT); and (2) through comprehensive analysis of geological and engineering information—including CD characteristics, subseismic fault and large fracture locations, fracturing events at specific stages, microseismic data, etc.—confirms the specific causes of 225 CD sections in Luzhou. [Results] Based on the above analyses, a new classification of four CD causes is proposed: objective-well-near CD, objective-well-far CD, offset-well-caused CD, and pre-fracturing CD. [Conclusion] (1) 3D imaging of CD intervals using non-centralized MIT logging not only reveals the true deformation morphology but also enables quantitative characterization of shear displacement. (2) In deep shale gas development, the proportion of CD points caused by offset-well fracturing (55%) exceeds that caused by objective-well fracturing (45%). [Significance] (1) The proposed predictive method for the maximum wellbore cleanout tool diameter provides a critical technical parameter for post-CD tool selection (e.g., bridge plug size). (2) The novel CD causation classification establishes a theoretical basis for optimizing fracturing sequences and scales within the pad of CD wells and adjacent pads, as well as for developing integrated CD mitigation strategies. This study has significant practical implications for the development of shale oil and gas.

Key words: casing deformation; measuring casing deformation; casing deformation causes classification; micro-seismic event; shale gas; hydraulic fracturing; subseismic fault and large fracture (F-F)

摘要: 中国页岩油气资源丰富, 但在水平井压裂开发过程中, 套管变形(套变)频发, 成为制约页岩油气效益开发的关键因素。虽然页岩油气套管剪压变形的地质力学机理在油气工业界已逐渐达成共识, 但对于套变的具体成因(如未压先变等)缺乏明确认

基金项目: 中国石油西南油气田分公司科研项目(202405-00704)

This research is financially supported by the Research Project of the Southwest Oil&Gas Field Branch of PetroChina (Grant No.202405-00704)

第一作者: 黄奕铭(1996—), 男, 在读博士, 构造地质学专业。Email: 2021310011@stu.cup.edu.cn

通信作者: 童亨茂(1967—), 男, 博士, 教授, 主要从事盆地构造分析, 构造物理模拟实验等方面的研究。Email: tonghm@cup.edu.cn

收稿日期: 2025-12-26; 修回日期: 2026-09-11; 录用日期: 2026-09-18; 网络出版日期: ; 责任编辑: xxx

Received: 2025-12-26; Revised: 2026-09-11; Accepted: 2026-09-18; Available online: ; Handling Editor:

识, 同时还没有预测最大通井工具直径的科学方法。为解决上述问题, 文章以泸州深层页岩气开发区为例, 在 **24 臂井径多臂测井** 多角度定量确定套变三维形态的基础上, 提出了一种最大通井工具直径的预测方法; 并从地质-工程一体化的角度, 通过套变形态、套变断-裂位置、压裂过程和微地震等信息的综合分析, 落实泸州深层区块所有套变点 (225 个) 的具体成因, 提出新的套变成因分类方案 (本井近端、本井远端、邻井导致、未压先变)。研究结果表明: 未居中校正多臂井径测井的套变段三维成像既能反映真实套变形态, 又能定量表征剪切位移; 深层页岩气开发邻井压裂 (55%) 成因的套变点数占比高于本井压裂 (45%)。最大通井工具直径预测方法的提出, 为套变后工具 (如桥塞等) 尺寸的选择提供了技术参数; 套变成因新分类方案的提出, 为平台各井及相邻平台压裂次序、规模优化设计和套变一体化防治的总体规划提供理论基础, 对页岩油气开发具有重要的现实意义。

关键词: 套管变形; 套变量; 套变成因类型; 微地震; 页岩气; 水力压裂; 断-裂

中图分类号: TE34 文献标识码: A 文章编号:

DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2025186

0 引言

页岩储层开发需采用大规模水平井水力压裂改造, 但大液量、高排量、大砂量的作业方式会引起套管变形 (简称套变)。套变导致桥塞无法坐封到位和压裂段数减少, 使单井产量不达预期, 严重制约开发效益 (Yan et al., 2017; Liao et al., 2018; Dong et al., 2019; Guo et al., 2019; 何骁等, 2021; 郭建春等, 2022; 易先中等, 2023; Uribe-Patino et al., 2024; 闫建平等, 2024; 雍锐等, 2024; Xie et al., 2025; Zhang et al., 2025)。

四川盆地是中国重要的页岩气开发区, 其中泸州区块是深层页岩气典型代表, 套变问题尤其突出, 且频率有上升趋势 (Shen et al., 2024a, 2024b)。据中国石油集团西南油气田分公司页岩气研究院统计, 截至 2024 年, 泸州区块 Y101 井区和 L203 井区共完钻压裂 200 口井, 压后套变 83 口, 未压先变 39 口, 是套变重灾区。有效防治套变亟需正确认识其机理和具体成因。

关于套变机理, 国内外已开展大量研究 (Dusseault et al., 2001; Daneshy, 2005; 宋杰, 2014; 于浩等, 2014, 2015, 2016; Lian et al., 2015; 陈朝伟等, 2016; Chen et al., 2017; 高利军等, 2017; 李留伟等, 2017; 刘伟等, 2017; 郭雪利等, 2018; Xi et al., 2018; Yin et al., 2018; Li et al., 2020, 2021, 2023; Lu et al., 2021; Zhang et al., 2021, 2022, 2026; 刘学伟等, 2022; 王乐顶等, 2023; Yang et al., 2023; Yin et al., 2023; He et al., 2025; 李年银等, 2025)。童亨茂等 (2021, 2024) 科学地揭示套变地质力学本质, “压裂诱发断层 (在页岩开发区, 主要是亚地震断层和大裂缝, 简称断-裂) 剪切滑移造成两盘岩层不对称挤压套管引起变形 (简称剪压变形)”, 已得到工业界广泛认同 (张平等, 2021)。

虽然剪压变形机理已较清晰, 但套变的具体成因 (如未压先变、本井导致与邻井导致) 仍缺乏系统认识。进行套变成因解剖, 套变段套管形态的准确定量描述是前提 (童亨茂等, 2021)。其次, 综合地质因素 (断-裂分布、现今地应力)、工程因素 (泵压、排量、液量、压裂次序) 及微地震资料, 才能落实具体套变点成因。然而, 目前对地质-工程-微地震等信息关联不够准确, 套变成因分类也多停留在 “压裂套变” 与 “未压先变” 的二分法 (韩玲玲等, 2023), 分类笼统, 难以满足精细防控需求。

套变形态的准确定量描述依赖高精度测量手段, 主要包括以多臂井径测井 (Multi-finger Image Logging Tool, 简称 MIT) 直接测量法和电磁响应间接测量法。间接测量法涉及数据转换与拟合 (黄华等, 2021; 王寿平等, 2023; 徐菲等, 2023, 2024; 张庆生等, 2024), 准确性较低。而基于直接测量法的研究多使用居中模型 (闫伟等, 2022; 金亦秋等, 2024), 难以反映真实套变形态, 无法满足优选压裂工具尺寸的需求。

针对上述问题, 文章以泸州 Y101 和 L203 井区 2020—2024 年约 225 个套变点为研究对象, 基于 24 臂井径

多臂测井（MIT-24）资料开展套变特征多角度定量描述，综合分析套变相关的地质因素（断-裂）和工程因素（压裂段序），并结合微地震资料，精细解剖各套变点成因。在此基础上，提出新的地质-工程套变成因分类法（本井近端、本井远端、邻井导致、未压先变），并建立基于 MIT 资料的套变量预测方法。

页岩油气资源高效开发对保障国家能源安全意义重大。相比美国稳定克拉通环境，中国地质构造活动更强烈，套变风险位居世界前列。文章提出的套变成因分类为套变的精准防控提供理论依据，MIT 套变量预测方法为套变后工具尺寸选择提供技术参数，兼具理论创新与工程应用价值。

1 基于 MIT 资料的套变形态特征定量描述与套变量预测方法

页岩气水平井开发引起的套管变形是交切井筒的断-裂剪切滑移所致。MIT 资料是识别和描述套变特征的基础资料，也可以展示断-裂的剪切滑移特征和空间方位，并用于套变形态的多角度定量描述。

为校正测井仪器自重产生的测量误差，通常对 MIT 资料进行测井圆心轴线居中矫正。套变位置和挤压变形量可以用居中 MIT 数据确定（黎俊峰等，2025）。但居中校正消除了套管剪切变形量，不能正确反映套管的剪压变形特征，故需采用未居中 MIT 数据判断剪切变形（Zhang et al., 2023a）。已有研究（童亨茂等，2021）表明，页岩油气开发区除工程因素外的套变均为剪压变形，因此套变形态多角度定量描述需将居中和未居中 MIT 数据结合使用。

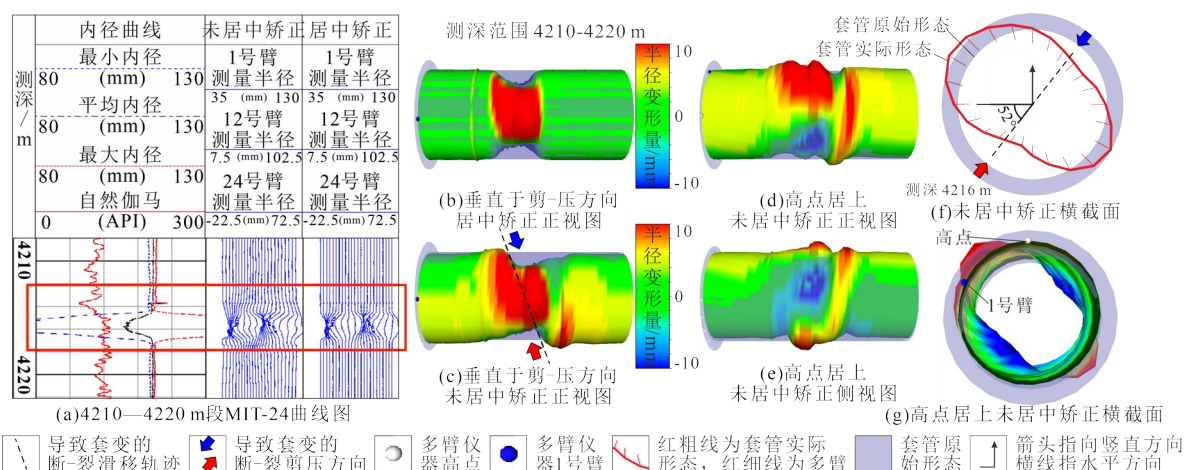
以 Y101H75-5 井的遇阻点为例，阐述套变形态定量描述方法。2023 年 5 月 26 日，该井使用连续油管检测，于井深 4230 m 遇阻，对应 MIT 测深 4213~4217 m。套变遇阻通常在泵送桥塞或下放连续油管时被检测到，现场记录遇阻测深与 MIT 三维成像深度之间约有 5~15 m 误差。

1.1 套变量预测

套变位置（图 1a）和套变处最小内径可由居中校正后的 MIT 数据（图 1b）反映。套变量是表征套变程度的参数，可为套变后压裂工具选择提供依据。目前套变量按原始内径（一般是 118 mm）减去最小内径计算。但压裂工具（如桥塞、射孔枪等）具有一定长度，剪压变形段套管发生扭曲错动（图 1c），由于压裂工具的刚性特征，根据变形后最小内径选择的工具往往无法通过（实践表明，最小内径为 80 mm 的套变段，75 mm 甚至 80 mm 的工具均无法通过）。因此，该方法计算出的套变量无法衡量实际变形量。套变量的计算除考虑缩径量（最小内径），还要考虑剪切位移量。

按照该认识，首先利用套变处 MIT 三维图像，找到套管变形最大方位（即剪压变形方向），制作三维正视图（图 1c），然后在该视图上找到变形套管内壁切线（平行于未变形套管中轴线）间距离最近的两点；测量切线间距（ L_2 ），与未变形套管原始内径（ L_1 ）作差，得套变量（ D ）（图 2）。

该方法计算获得的 D 同时反映了缩径变形与剪切变形，更客观地表征了套管实际的剪压变形。 L_2 可直接用于套变后压裂工具尺寸选择（工具最大直径 $\leq L_2$ 即可）。该方法已在泸州页岩气（图 3）和大港页岩油开发中成功应用。

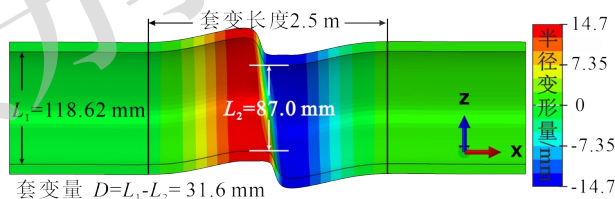


a—4210—4220 m段 MIT-24 曲线图（红框内对应导致 4230 m 遇阻的套变井段顶深 4213 m 和底深 4217 m）；b—垂直于剪-压方向居中矫正正视图；c—垂直于剪-压方向未居中矫正正视图；d—高点居上未居中矫正正视图；e—高点居上未居中矫正侧视图；f—未居中矫正横截面，套管被压扁方向与水平方向的锐夹角 52°即为导致该处套变的断裂剪压方向；g—高点居上未居中矫正横截面

图 1 Y101H75-5 井 4230 m 处套变形态特征综合描述图

Fig. 1 Comprehensive diagram of CD morphological features at 4,230 m in Well Y101H75-5

(a) The MIT-24 welllog in 4210-4220 m, red box corresponds to the CD section causing the obstruction at 4,230 m as field recorded, with a top MD of 4,213 m and base MD of 4,217m. (b) central-corrected CD section on view that perpendicular to the shearing-deformed direction. (c) non-central-corrected CD section on view that perpendicular to the shearing-deformed direction. (d) non-central-corrected CD section on top view. (e) non-central-corrected CD section on side view. (f) The CD cross-section along radial direction, showing the acute angle 52°, between casing shortening direction and the horizontal direction, is the shearing direction of the F-F responsible for the CD. (g) 3D image of CD section along axial direction.

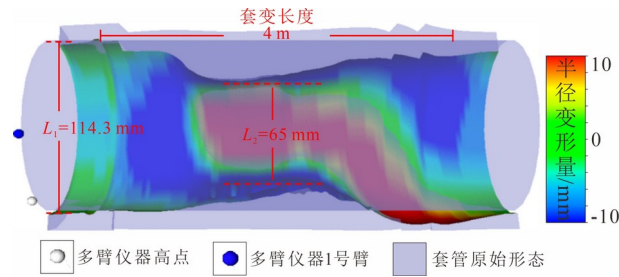


图内套管 X 方向长度与实际长度比例为 1:10；套管发生弯曲区间的长度即为套变长度；原始内径 (L_1) 与变形最大处两点的最短距离 (L_2) 之差即为套变量 (D)

图 2 套变量与套变长度测量示意图

Fig. 2 Schematic diagram of measuring CD magnitude and length

In the figure, the ratio of the casing length in the X direction to the actual length is 1:10; the deformed interval length of casing is CD length; the difference between original radius (L_1) and the shortest distance between the two most deformed points (L_2) is CD magnitude (D).



图内套管沿长轴方向长度与实际长度比例为 1:10；MIT 三维成像图中，左侧代表跟端方向，右侧代表趾端方向；套管原始内径 (L_1) 114.3 mm，套管处内径间的最短距离 (L_2) 约 65 mm，因此套变量 (D) 为 49.3 mm，套变变形率 (D/L_1) 43.1%

图 3 Y101H75-5 井 4230m 处 MIT 三维成像套管剖面

Fig. 3 MIT 3D imaging CD cross-section along the central axis at 4,230m in Well Y101H75-5

In the figure, the ratio of the casing length in the long axis direction to the actual length is 1:10. The left side represents the heel direction; the right side is the toe direction. The original casing inner diameter (L_1) was 114.3 mm, and the minimum internal diameter (L_2) is about 65 mm, resulting in a CD magnitude (D) of 49.3 mm and a deformation ratio (D/L_1) of 43.1%.

1.2 套变形态的其他特征参数描述

利用 MIT 资料（包括居中和未居中三维图像），确定了套变形态定量描述的内容（参数、曲线和图像）：①套管内径变化及 MIT 井径曲线（图 1a）；②居中校正后顺断层面滑动方向的套变三维正视图（图 1b）；③顺断层面滑动方向的套变原始三维（未居中）正视图（图 1c）；④反映实际空间方位（高点在上方，需要带陀螺仪的 MIT 测井才有此数据）套变原始三维（未居中）正视图（图 1d）；⑤居中校正后反映实际空间方位的套变原始三维正视图（图 1e）；⑥最大变形处横截面图（图 1f）；⑦顺套管方向三维正视图（图 1g）。其中内容①给出套变位置、段长和井径变化；内容②反映套管变形特征，可用来预测套变量；内容③反映套管的缩径特征（含最大缩径量）；内容④—⑦提供套变空间方位信息，可用来推测断层滑动方向。上述定量描述（图 1），可清晰展示套变位置、段长、套变量、空间方位，可为套变后的工程决策（如压裂工具选择、是否合压等）提供关键技术参数，也可套变深化研究提供基础资料。此外，未居中 MIT 成像可纠正脱扣、误射等可能被误判为套变的遇阻原因。

2 套变相关断-裂解释

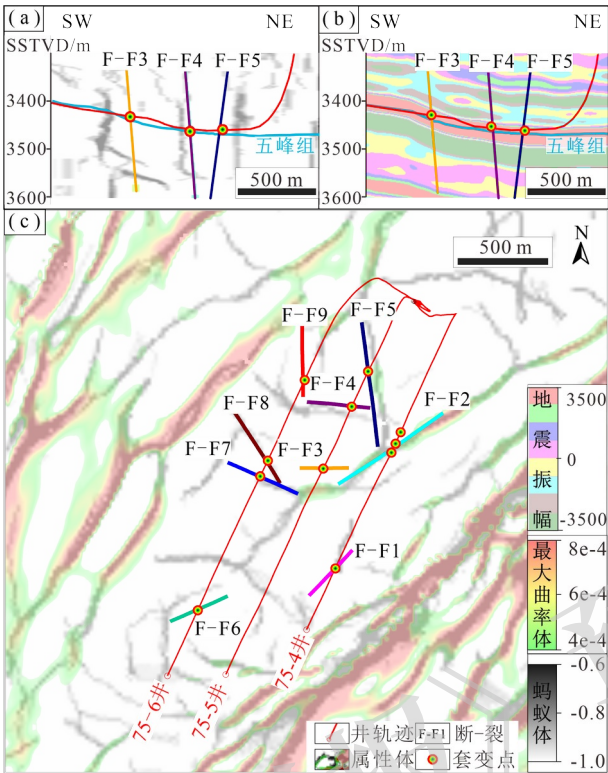
页岩油气开发实践表明，引起套变的断层多为断-裂。受地震资料分辨率限制，断距小于 1/4 地震波长（约 10 m）的断-裂难以在地震剖面上直接识别，这是目前尚未很好解决的世界性难题（肖红纱等，2022；高晨阳等，2023；王腊梅等，2024；Sun et al., 2025；刘绍军等，2026；Wen et al., 2026）。而断-裂的识别解释是套变具体成因分析和防治的基础，提升其精度意义重大。

压裂诱发断-裂滑移导致套变的地质力学机理（童亨茂等，2021）已获工业界普遍认可，且引出重要推论：套变处均有断-裂通过。因此，套变点可为断-裂的识别解释提供关键约束。

通过研究和实践发现，断-裂在地震剖面上虽未有明显的同相轴错断，但其存在会改变岩石物理性质，势必在地震属性（振幅、频率、相位等）中产生异常响应，且沿断-裂延伸方向呈带状分布，可通过蚂蚁体、曲率体、相干体等计算方法表达出来。基于此，本文提出以套变位置为约束、平剖面结合的多属性地震数据断-裂识别解释方法。

按照该方法，在泸州区块以平台为单位，在沿井剖面上结合蚂蚁体（图 4a）及地震振幅异常响应（图 4b）约束断-裂倾向与倾角，平面上（图 4c）以蚂蚁、曲率异常响应条带约束断-裂走向，以套变点约束断-裂的具体位置，在工作站上完成断-裂识别解释。该方法显著提升了断-裂识别精度，为泸州区块套变成因分析和

防治提供了很好的基础资料。



a—沿井蚂蚁剖面（3个彩色套变点附近有明显的异常响应；蓝色线为五峰组界面；红色曲线为Y101H75-5井井轨迹；其余彩色线段为可能与套变有关的断-裂）；b—沿井地震剖面（五峰组界面上下同相轴均有明显错断和弯曲；纵轴 SSTVD 为海拔垂深）；c—五峰组蚂蚁曲率叠合沿层切片（彩色套变点附近有异常条带状响应；过套变点彩色线为导致套变的断-裂）

图 4 Y101H75-5 井套变相关断-裂在地震属性中的异常响应

Fig. 4 Anomalies in seismic attributes of CD-related F-F for Well Y101H75-5

(a) Along the wellbore on the ant-tracking cross-section, there are significant anomalies around three CD points (the blue line represents the Wufeng Formation boundary, red line represents the wellpath of Y101H75-5, and the rest of lines with different colors represent possible F-F related to CD). (b) Along the wellbore on the seismic cross-section, the amplitude above and below Wufeng Formation boundary shows obvious discontinuity and bending, and the vertical axis is subsea true vertical depth. (c) The horizon slice of ant-tracking and curvature overlay for the Wufeng Formation shows banded anomalies near the colored CD points, and the colorful lines across the CD points are possible F-Fs causing CD.

3 套变具体成因解剖及分类

虽然压裂诱发套变的地质力学机理已明确，但具体成因（涉及哪口井、哪一段压裂、哪条断-裂复活等）往往不太清晰；另外，泸州深层区块存在一些“未压先变”（第一段压裂前就发生套变）井的成因还未明确。为了系统分析该区块套变成因（含未压先变），将 225 个套变点套变与具体井段压裂时间（表 1）进行时空关联，并综合断-裂解释和微地震事件进行分析（流程见图 5），基本落实了所有套变点成因（图 6），并据此提出新的套变成因分类：本井近端、本井远端、邻井导致、未压先变。“本井”指正在分析的套变点所在套变井，相对的其余井为“邻井”。例如，当分析 A 井位于①和②的遇阻套变时，A 井即为“本井”，B 井为 A 井的“邻井”；当分析 B 井位于③的遇阻套变时，B 井为“本井”，A 井为 B 井的“邻井”（图 7）。

表 1 Y101H75 平台施工段序部分节选

Table.1 Fracturing stage schedule of selected well from Pad Y101H75

井号	段号	施工日期	开始时间	结束时间
Y101H75-3	25	2023-4-1	11:32	14:19
Y101H75-3	26	2023-4-1	18:14	20:34
Y101H75-3	27	2023-4-2	6:57	9:38
Y101H75-3	28	2023-4-2	14:34	17:10
Y101H75-6	12	2023-5-14	14:20	17:07
Y101H75-6	13	2023-5-15	7:15	9:28
Y101H75-6	14	2023-5-15	14:07	16:19
Y101H75-6	15	2023-5-16	7:08	9:25
Y101H75-6	16	2023-5-16	13:51	16:05
Y101H75-6	17	2023-5-17	7:08	9:06
Y101H75-6	18	2023-5-17	13:14	15:17
Y101H75-6	19	2023-5-18	7:19	9:14
Y101H75-6	20	2023-5-18	14:40	16:35
Y101H75-6	21	2023-5-21	13:12	15:03
Y101H75-6	22	2023-5-22	7:01	9:10
Y101H75-6	23	2023-5-22	13:27	16:29
Y101H75-4	15	2023-6-10	7:04	9:36
Y101H75-4	16	2023-6-11	13:48	16:14
Y101H75-4	17	2023-6-12	14:21	18:14
Y101H75-4	18	2023-6-13	13:51	16:58

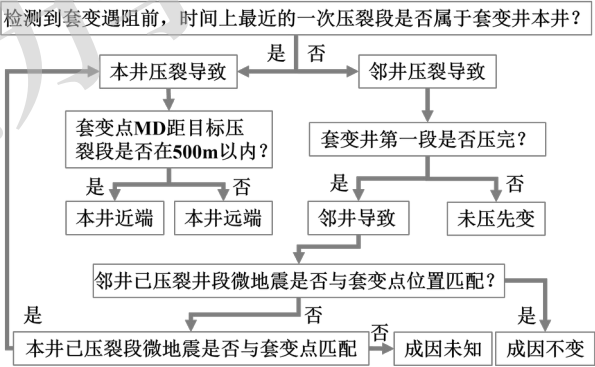


图 5 套变具体成因解剖流程图

Fig. 5 Specific CD causation dissection workflow

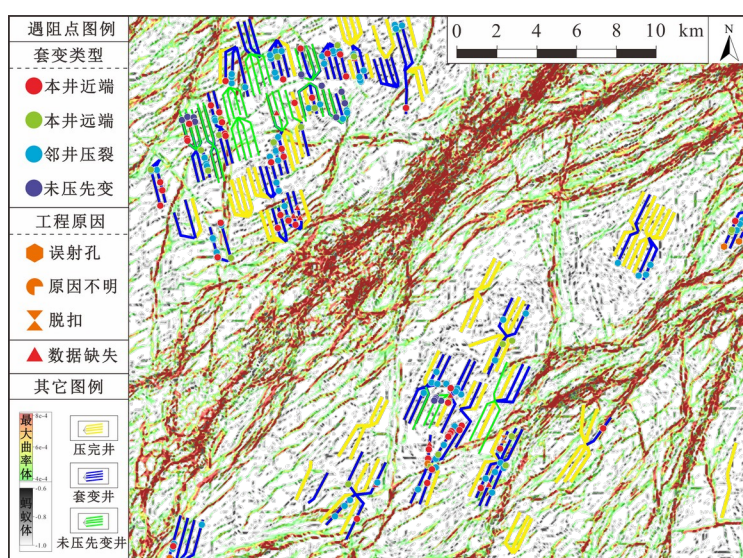
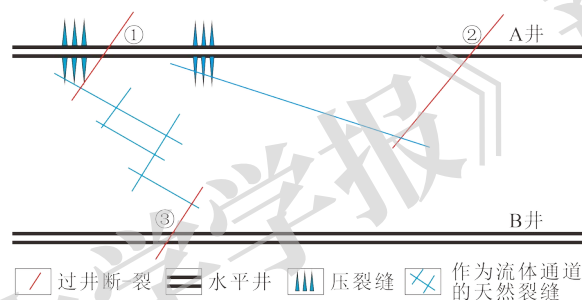


图 6 泸州页岩气区块 Y101 和 L203 井区不同成因套变点分布图

Fig. 6 CD distribution map of different causations in the Y101 and L203 well areas of the Luzhou shale gas block



图中过井断-裂与水平段交切位置①为“本井近端”套变，②为“本井远端”套变，③为“邻井导致”套变

图 7 水平井压裂过程中“本井导致”和“邻井导致”套变成因平面示意图

Fig. 7 Planar schematic diagram of "objective-well-caused" and "offset-well-caused" CDs during horizontal well fracturing.

The intersection locations between the well-intersecting F-Fs and the horizontal section are as follows: ①"objective-well near" CD, ②"objective-well far" CD, and ③"offset-well-caused" CD.

“本井导致”与“邻井导致”的套变均是流体压力影响的结果，而非应力阴影效应。广义剪切活动准则（童亨茂等，2021）表明，压裂过程中流体压力传导至目标断层面，使断层面上的有效正应力减小至临界值，即可激活与井筒交切的先存断-裂而引发套变。“本井远端”和“邻井导致”的流体压力传递原理相似，均通过天然裂缝网络传递（图 7）。尽管传递路径已明确为天然裂缝网络，但这些断-裂多为亚地震分辨率，具体分布难以落实；而且，流体压力在运移网络中的递减规律研究处于初级阶段，仍不清晰。

3.1 本井压裂引发的套变（近端或远端）

据施工记录，若距套变发生时间（按遇阻时间确定）最近一次压裂为本井实施，则该套变为本井压裂所致。根据套变点和套变前最后一次压裂段之间的距离，以 500 m（约为 2 km 水平段长的 1/4）为界，划分“本井近端”（ ≤ 500 m）和“本井远端”（ > 500 m）。

以 Y101H1-5 井为例说明“本井近端”套变（图 8）。2020 年 11 月 8 日，该井第 19 段 103 mm 桥塞泵送至 4737 m 遇阻，而本井第 18 段于 11 月 7 日完成压裂，3 口邻井已于 10 月中旬全部压完。本井第 18 段压裂产生的微地震事件（深蓝色）、蚂蚁体异常带（微地震分布、蚂蚁体异常带可能与断-裂实际位置有一定误差）在

套变处均有明显响应(图8),故推断此套变由本井第18段压裂诱发近端过井断-裂滑移所致。

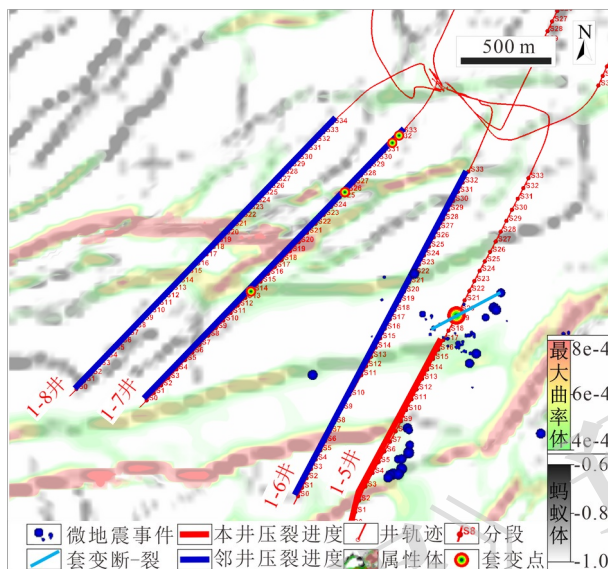


Fig. 8 Planar comprehensive cause analysis of "objective-well-near" CD at 4.737 m in Well Y101H1-5.

图 9 Y101H3-6 井 4655 m 套变成因“本井远端”综合分析图

3.2 邻井压裂引发的套变

本井压裂引发套变的时间可由压裂前射孔和泵送桥塞施工记录准确确定，但邻井压裂诱发套变的时间难以直接判断。例如，套变发生之前，邻井压裂了 3 段，那么导致该套变的压裂事件可能是第 1 段、第 2 段或第 3 段（第 3 段为时间最近的那次压裂），故需要关联微地震才能确定。以 Y101H75-5 井为例说明“邻井导致”。

2023 年 5 月 26 日，Y101H75-5 井连油带 100 mm 平底磨鞋通井过程中遇阻。本井第 7 段于 2022 年 12 月 2 日完成压裂，邻井 Y101H75-6 于 2023 年 5 月 22 日连续压至第 23 段，之后本井发生套变。邻井 Y101H75-6 第 20~23 段微地震事件（紫色、黄色、红色、蓝色）及蚂蚁体异常在套变处均有明显响应（图 10），故推断此套变为邻井压裂引发过井断-裂滑移所致。多段压裂的微地震事件往往都能与套变点及地震属性异常带匹配，表明多次压裂活动可能对该套变均有贡献（图 10）。

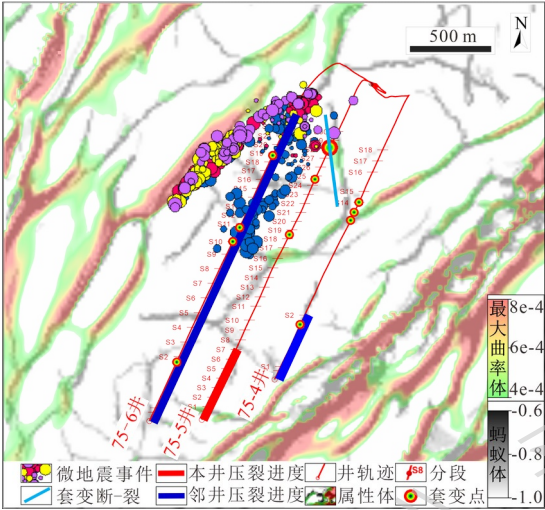


图 10 Y101H75-5 井 4230 m 套变成因“邻井导致”综合分析图

Fig. 10 Planar comprehensive cause analysis of "offset-well-caused" CD at 4,230 m in Well Y101H75-5.

3.3 未压先变

第 1 段（井底段）压裂前即出现套变遇阻（图 11）称为“未压先变”，是影响最为严重的套变，可能导致整口井无法压裂。

由于本井尚未压裂就已经发生套变，结合断层滑移导致套变的机理，初步判断“未压先变”是邻井压裂或断-裂的自然活动（地震）所致。对泸州区块深层套变成因的综合分析表明，区内“未压先变”井中 8 口是由邻井压裂导致，其余 27 口井因数据缺失无法定性。鉴于泸州深层页岩气开发前天然地震记录极少，这 27 口井虽然没有具体数据支撑，也推定为邻井压裂导致。考虑到“未压先变”带来的潜在损失巨大，因此将“未压先变”在邻井引发套变中单独列出。

以 L203H60-2 井为例说明。2021 年 8 月 31 日，通洗井作业 102 mm 磨鞋遇阻；2022 年 4 月 7 日，通洗井作业 80 mm 磨鞋遇阻。套变遇阻前本井无压裂，邻井 H60-3、H60-4 分别于 2021 年 8 月 19 日和 26 日全阶段压完。邻井 H60-3 第 22 段微地震事件（紫色）、蚂蚁体及最大曲率体在套变处均有明显响应，推断此套变为邻井压裂诱发过井断-裂滑移所致，归为“未压先变”。

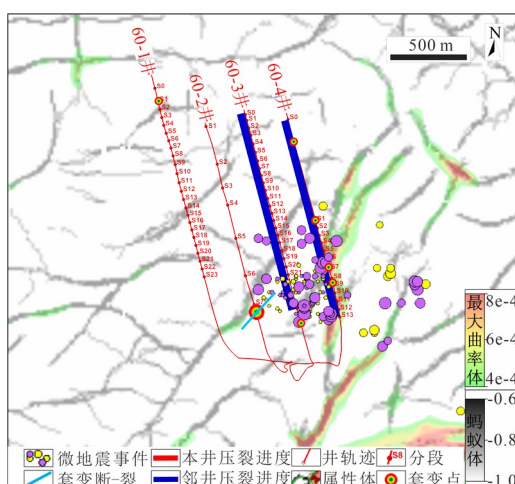


图 11 L203H60-2 井 4141 m 套变成因“未压先变”综合分析图

Fig. 11 Planar comprehensive cause analysis of "pre-fracturing" CD at 4,141 m in Well L203H60-2

4 泸州深层不同成因类型套变点占比及启示

泸州深层区块出现了大量的“未压先变”井（图 6 绿色水平井），严重的井既无法压裂也无法进行测量，因此大部分“未压先变”井缺乏套变测量数据而无法进行统计。

截至 2024 年 4 月，Y101 井区套变点 104 个，L203 井区 121 个（图 6）。压裂期间套变井比例 41.5%，“未压先变”井占比 19.5%，表明泸州深层套变十分严重，套变防治是未来开发重点。

Y101 井区 38 口套变井中，仅 1 处套变的井有 13 口，发生 2 处及以上套变的井有 25 口。L203 井区 51 口套变井中，仅 1 处套变的井有 22 口，有 2 处及以上套变的井有 29 口。表明压裂中往往有多条过井断-裂复活并交切单井，过井断-裂识别解释及套变风险预测是套变防治的重点基础工作。

Y101 井区和 L203 井区 4 种套变成因类型占比相似：本井近端约 30%、本井远端约 15%、邻井导致约 45%、未压先变 10%。本井压裂导致套变点数占比（远端和近端共 45%）略低于邻井压裂导致占比（邻井导致和未压先变共 55%），若计入未能统计的未压先变井，邻井压裂引起的套变将占主体（推测超过三分之二）。据此，未来开发设计和套变防治需对平台各井及平台间统筹考虑，压裂设计尽量避免激活套变风险断-裂。

5 讨论

5.1 资料完整性对套变具体成因分析的影响

上述套变成因分析方法对资料完整性要求较高，包括套变具体时间、现场压裂施工次序及准确起止时间、较准确的微地震事件等关键资料。若资料缺失或不准确均会导致误判。

以 Y101H29-2 井为例说明（图 12）。2022 年 2 月 19 日，第 22 段 73 mm 桥塞泵送至 4801 m 遇阻；套变前本井第 21 段在 2022 年 1 月 14 日压完，邻井 Y101H29-1 井、Y101H29-3 井分别于 1 月 18 日、1 月 12 日压至第 30 段、19 段。蚂蚁体在套变处有响应，本井第 21 段微地震事件（暗金色）比邻井微地震事件（半透明）更能与套变点匹配，故判断为“本井导致”。

依前述流程（图 5）初步判断此套变为“邻井导致”，但微地震分析显示该套变无法与邻井微地震有效匹配。调取本井最近一段压裂微地震事件，发现其与该处套变匹配较好，故该套变成因实为“本井导致”（图 12）。

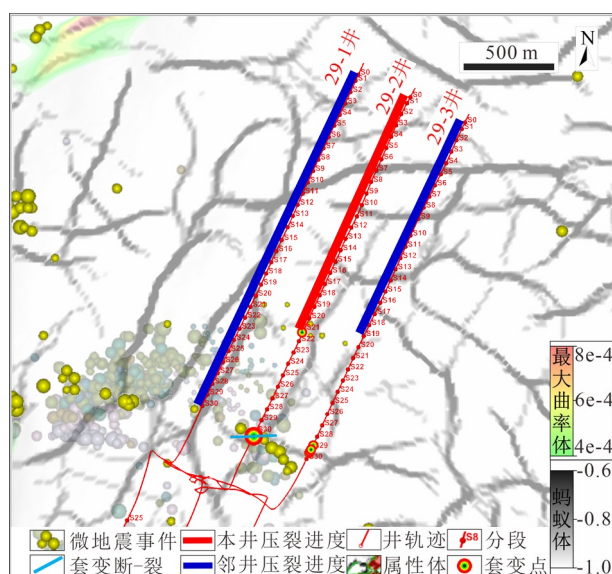


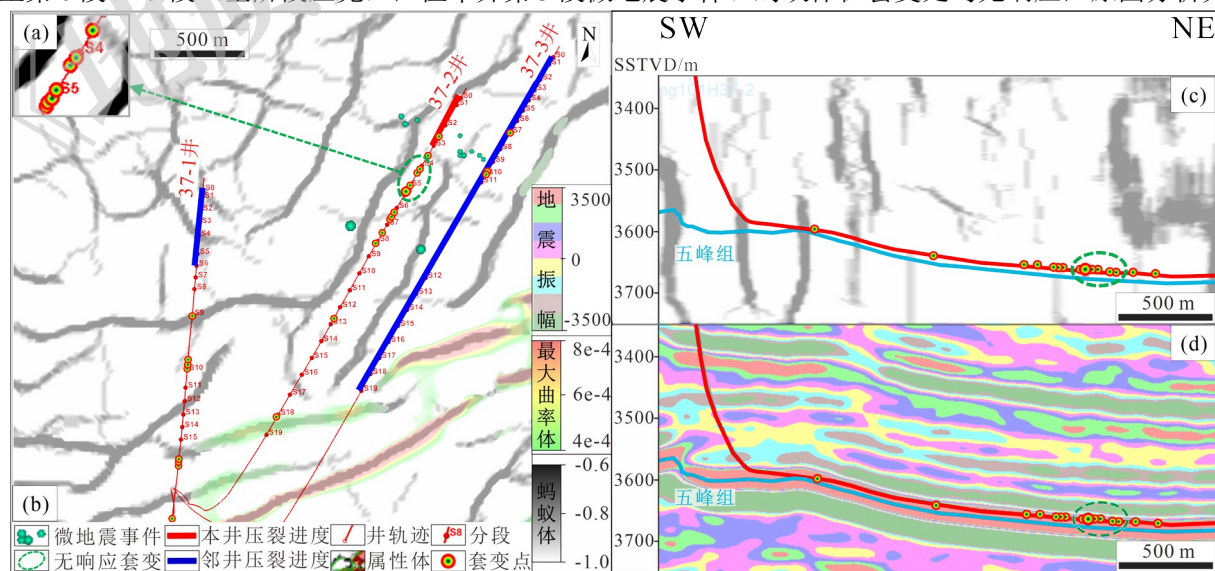
图 12 Y101H29-2 井 4801 m 套变成因由“邻井导致”更正为“本井导致”综合分析图

Fig. 12 Planar comprehensive cause analysis of CD at 4,801 m in Well Y101H29-2, but the CD cause has been reclassified from "offset-well-caused" to "objective-well-caused".

套变发生后，利用压裂实时监测（如微地震、压力监测）结果，及时采用上述方法落实套变具体成因，可判断井间天然裂缝网络（流体通道）的发育情况，并据此调整后续压裂方案，降低套变影响及邻井套变风险。

5.2 利用地震属性进行断-裂识别以及微地震监测结果存在一定程度误差

多数情况下，套变点能与地震属性平面异常响应、剖面异常响应、微地震平面分布这三类中的至少两类资料匹配。但个别情况下，即使已明确套变前本井和邻井压裂段，且地震属性和微地震数据齐全，套变点仍无法与任何一类资料匹配。以 Y101H37-2 井为例，2023 年 3 月 16 日—18 日，第 4 段 60 mm 桥塞泵送至 5777~5911 m 之间多处遇阻；套变前本井第 3 段在 2023 年 3 月 15 日压完，邻井 Y101H37-1、3 井分别于 3 月 8 日、2 月 17 日压至第 6 段、19 段（全阶段压完），但本井第 3 段微地震事件、蚂蚁体在套变处均无响应，原因分析如下。



a—局部放大显示套变点与地震属性；b—套变成因综合分析图；c—蚂蚁体沿井剖面，蓝色线为五峰组界面，纵轴 SSTVD 为海拔垂深；d—地震沿井剖面

图 13 Y101H37-2 井 5777 m 套变成因综合分析图与地震属性沿井剖面

Fig. 13 Planar comprehensive cause analysis of CD at 5777 m in Well Y101H37-2 and seismic attributes cross-sections along the well.

(a) Locally enlarged view of the CD points and seismic attributes. (b) Planar comprehensive cause analysis of CD. (c) Ant-tracking seismic attributes cross-section along the well, the blue line is bottom boundary of Wufeng Formation, and the vertical axis is subsea true vertical depth. (d) Seismic cross-section along the well.

平面上，该井系列套变点（图 13a、13b 绿色虚线内）在蚂蚁体和曲率体上无异常响应；沿井剖面上，套变点在蚂蚁体和振幅上亦无响应（图 13c、13d）。考虑到套变是断-裂剪切滑移所致（童亨茂等，2021），套变处必有断-裂，但地震属性无异常响应，推断是导致套变的断-裂规模较小（刘绍军等，2026）及蚂蚁、曲率等属性反演存在不确定性（王腊梅等，2024）所致，表明利用地震属性进行断-裂识别存在一定误差。

另外，套变点处亦无微地震事件分布（图 13b），推断导致该套变的断-裂滑移释放能量较低，未能被有效监测，表明微地震监测也存在一定误差。

综上，利用地震属性识别断-裂及微地震监测断-裂滑移事件的精度仍有较大提升空间，需在高频处理地震体、选取地震属性类型、优选反演参数（使地震属性匹配区域构造）、微地震反演准确性等方面进一步探索。

5.3 根据套变成因指导压裂前的套变防控

基于上述对套变成因的认识，套变防控核心思路是避免压裂造缝沟通可能导致套变的天然裂缝网络或激活未压裂段附近的过井断-裂。

在压裂设计阶段，综合蚂蚁与曲率等多地震属性判断目的层水平段周围断-裂分布。先根据断-裂与井轨迹的交切关系划分压裂区域与压裂顺序，后根据断-裂与水平段距离远近决定降排量、降规模或不射孔。

以 Y101H75 平台南半支为例（图 14）。在区域 1 若采用大排量大量液设计，可能会激活断-裂 F-F1 和 F-F2，同时引起 75-6 井 S2、S3 段附近“本井近端”套变与 75-5 井 S1 段“邻井导致”套变。因此在断-裂 F-F1、F-F2 与井筒交切点附近应降规模或避开射孔。区域 2 压完后（即 75-5 井压至 S7 段，75-6 井压至 S3 段），若继续压裂 75-5 井 S8 段（跳过区域 3），会激活 F-F3，导致 75-6 井 S5 段发生“邻井导致”套变，进而使 S4、S5 段无法压裂。因此压完区域 3 后，应尽可能同时压裂 75-5 井 S8 段与 75-6 井 S5 段。

总之，防控“本井导致”“邻井导致”套变的压裂设计应遵循 3 条原则：①适当避射；②拉链压裂时共同跨越识别的断-裂；③平台压裂方案应整体统筹规划。

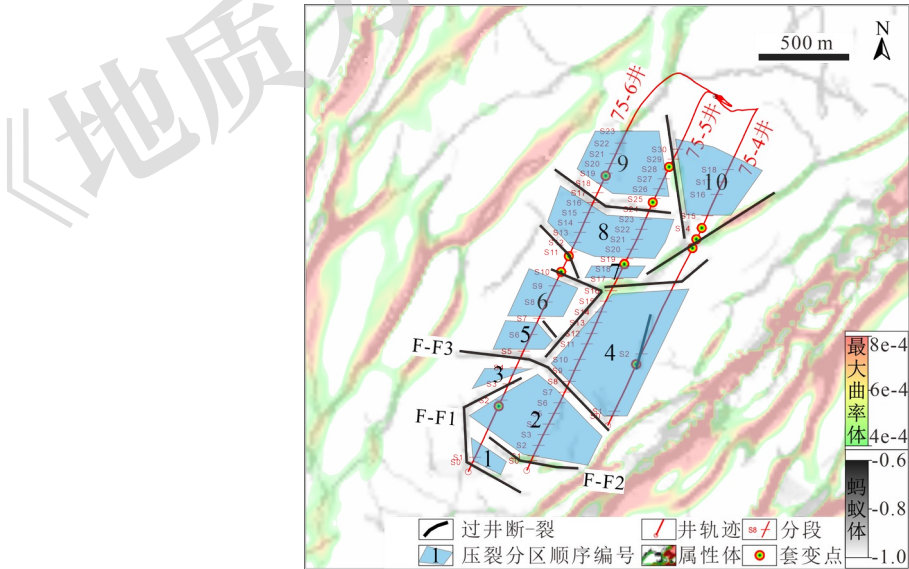


图 14 基于套变防控的 Y101H75 平台压裂分区与顺序建议

Fig. 14 Design of fracturing zoning and sequence on the Y101H75 pad for CD prevention

文中提出的套变成因分类方案系统揭示了泸州深层页岩气区块套变主控因素均为压裂活动导致过井断-裂

滑移，其分类逻辑不局限于具体的地区，可推广至威荣、威远-长宁、涪陵等典型页岩气田，及吉木萨尔、大庆、和大港官东等页岩油区块，为这些区块套变归因与防控提供参考。

6 结论

(1) 未居中校正 MIT 的套变段三维成像既能反映套管缩径变形，又能定量表征剪切位移，可用于准确预测套变量，为压裂工具选择提供科学的参数。

(2) 综合地质因素与工程因素，可明确套变的具体成因（由哪口井、哪一段压裂引起），为后续压裂设计优化和套变防治的统筹安排提供科学依据。

(3) 泸州深层区块“邻井导致”（55%）套变高于“本井导致”（45%）。

(4) 未来泸州深层套变防治需考虑统筹平台间和平台内断-裂分布与各井压裂设计，以防控“本井导致”和“邻井导致”套变。

作者贡献声明：黄奕铭、童亨茂负责论文构思、数据分析、研究方法、论文写作和修改；高枫、李广参与数据收集、数据分析、技术实践应用和绘图；曾波、宋毅参与研究方法的优化和论文审核。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: HUANG Yiming and TONG Hengmao contributed to conceptualization, data analysis, methodology design, and manuscript writing and revision. GAO Feng and LI Guang participated in data collection, data analysis, technical practice application, and figure preparation. ZENG Bo and SONG Yi contributed to methodology refinement and manuscript review. All authors have read and approved the final manuscript for submission and publication.

利益冲突声明：本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

Conflict of Interests: All authors declare no conflict of interests.

References

- CHEN Z W, SHI L, XIANG D G, 2016. Mechanism of casing deformation in the Changning-Weiyuan national shale gas demonstration area and countermeasures[J]. *Natural Gas Industry*, 36(11): 70-75. (in Chinese with English abstract)
- DANESHY A A, 2005. Impact of off-balance fracturing on borehole stability and casing failure[C]//Proceedings of SPE western regional meeting. Irvine: SPE: SPE-93620-MS.
- DONG K, LIU N Z, CHEN Z W, et al., 2019. Geomechanical analysis on casing deformation in Longmaxi shale formation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177: 724-733.
- DUSSEAUULT M B, BRUNO M S, BARRERA J, 2001. Casing shear: causes, cases, cures[J]. *SPE Drilling & Completion*, 16(2): 98-107.
- GAO C Y, ZHAO F H, GAO L F, et al., 2023. The methods of fracture prediction based on structural strain analysis and its application[J]. *Journal of Geomechanics*, 29(1): 21-33. (in Chinese with English abstract)
- GAO L J, LIU Z L, QIAO L, et al., 2017. Mechanism analysis and numerical simulation of casing failure in hydraulic fracturing of shale gas formation[J]. *China Petroleum Machinery*, 45(1): 75-80. (in Chinese with English abstract)
- GUO J C, LU Q L, HE Y W, 2022. Key issues and explorations in shale gas fracturing[J]. *Natural Gas Industry*, 42(8): 148-161. (in Chinese with English abstract)
- GUO X L, LI J, LIU G H, et al., 2018. Research on casing deformation for shale gas wells based on focal mechanism[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 25(5): 665-669. (in Chinese with English abstract)
- GUO X L, LI J, LIU G H, et al., 2019. Numerical simulation of casing deformation during volume fracturing of horizontal shale gas wells[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172: 731-742.

- HAN L L, LI X Z, LIU Z Y, et al., 2023. Influencing factors and prevention measures of casing deformation in deep shale gas wells in Luzhou block, southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 50(4): 853-861. (in Chinese with English abstract)
- HE X, LI W G, DANG L R, et al., 2021. Key technological challenges and research directions of deep shale gas development[J]. *Natural Gas Industry*, 41(1): 118-124. (in Chinese with English abstract)
- HE Y T, GUO Y T, JIANG Y, et al., 2025. Hydraulic fracturing induced casing deformation and fault activation: from single-well fracturing to well-factory fracturing[J]. *Petroleum Science*, 22(10): 4134-4144.
- HUANG H, ZHANG C, LIU X M, et al., 2020. A method for detecting the minimum inner diameter of casing: CN113550741A[Z]. (in Chinese)
- JIN Y Q, ZHAO Q, MOU Y S, et al., 2024. Discussion on formation mechanism of casing deformation in horizontal wells in deep shale gas of Luzhou area[J]. *Natural Gas Industry*, 44(2): 99-110. (in Chinese with English abstract)
- LI F L, TANG Q, YAN W, et al., 2023. Research on the failure analysis and prediction method of casing deformation under the synergistic effect of sand production and corrosion[J]. *Engineering Failure Analysis*, 154: 107706.
- LI H T, LI Z, LI G, et al., 2020. Casing deformation mechanisms of horizontal wells in Weirong shale gas field during multistage hydraulic fracturing[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 84: 103646.
- LI J F, LI H J, CHEN L Q, et al., 2025. Characteristics of casing deformation in Luzhou shale gas horizontal wells based on multi-finger caliper logging[J]. *Petroleum Tubular Goods & Instruments*, 11(4): 110-116. (in Chinese with English abstract)
- LI L W, WANG G C, LIAN Z H, et al., 2017. Deformation mechanism of horizontal shale gas well production casing and its engineering solution: a case study on the Huangjinba block of the Zhaotong national shale gas demonstration zone[J]. *Natural Gas Industry*, 37(11): 91-99. (in Chinese with English abstract)
- LI N Y, JIANG C, TIAN Y, et al., 2025. Study on mechanism and influencing factors of casing deformation in deep shale[J/OL]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, (2025-05-30) [2026-06-07]. <https://link.cnki.net/urlid/21.1357.TE.20250530.1106.002>. (in Chinese)
- LI Z, LI H T, LI G, et al., 2021. The influence of shale swelling on casing deformation during hydraulic fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205: 108844.
- LIAN Z H, YU H, LIN T J, et al., 2015. A study on casing deformation failure during multi-stage hydraulic fracturing for the stimulated reservoir volume of horizontal shale wells[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 23: 538-546.
- LIAO S M, SANG Y, SONG Y, et al., 2018. Research and field tests of staged fracturing technology for casing deformation sections in horizontal shale gas wells[J]. *Natural Gas Industry B*, 5(1): 16-21.
- LIU S J, YANG X F, ZHAO S X, et al., 2026. Identification of micro-fault structures and optimization of low-risk areas in shale gas reservoirs in Tiangongtang area of southern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 45(3): 133-141. (in Chinese with English abstract)
- LIU W, TAO C Z, WAN Y Y, et al., 2017. Numerical analysis of casing deformation during massive hydraulic fracturing of horizontal wells in a tight-oil reservoir[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2(4): 466-477. (in Chinese with English abstract)
- LIU X W, TIAN F C, LI D P, et al., 2022. Cause analysis and preventive countermeasures for casing deformation when fracturing shale in Kong 2 member in Cangdong sag[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 44(1): 77-82. (in Chinese with English abstract)
- LU Q L, LIU Z, GUO J C, et al., 2021. Hydraulic fracturing induced casing shear deformation and a prediction model of casing deformation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 48(2): 460-468.
- SHEN C, WU J F, ZENG B, et al., 2024a. Measures and results of prevention and control on casing deformation and frac-hit in deep shale gas wells in southern Sichuan basin[J]. *Natural Gas Industry B*, 11(3): 262-273.
- SHEN C, ZENG B, LIU S, et al., 2024b. Control factors and risk prediction of casing deformation in deep shale gas wells in southern Sichuan basin[J]. *Unconventional Resources*, 4: 100092.
- SONG J, 2014. The correlations between geological stress and casing damage and between rock mechanics parameters and casing damage in sandstone reservoir[J]. *Journal of Geomechanics*, 20(3): 324-330. (in Chinese with English abstract)
- SUN Z Y, XU S Y, MA C F, et al., 2025. Shale fracture prediction using integrated seismic methods[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 179: 107439.

- TONG H M, ZHANG P, ZHANG H X, et al., 2021. Geomechanical mechanisms and prevention countermeasures of casing deformation in shale gas horizontal wells[J]. *Natural Gas Industry*, 41(1): 189-197. (in Chinese with English abstract)
- TONG H M, ZHANG H X, HOU Q L, et al., 2024. Generalized fracturing activation criteria[J]. *Journal of Geomechanics*, 30(1): 3-14. (in Chinese with English abstract)
- URIBE-PATINO J A, CASERO A, DALL'ACQUA D, et al., 2024. A comprehensive review of casing deformation during multi-stage hydraulic fracturing in unconventional plays: characterization, diagnosis, controlling factors, mitigation and recovery strategies[C]//*Proceedings of the SPE hydraulic fracturing technology conference and exhibition*. The Woodlands: SPE: SPE-217822-MS.
- WANG L D, WEI S B, HUAI Q S, et al., 2023. Mechanism, countermeasures research and application of casing deformation in Sichuan shale gas horizontal wells[J]. *West-China Exploration Engineering*, 35(2): 44-48, 52. (in Chinese)
- WANG L M, LOU M, LI B Y, et al., 2024. Maximum likelihood attribute and its application in micro-fractures identification of tight sandstone reservoirs: a case study of Huagang Formation in Xihu Sag[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 38(1): 1-5, 12. (in Chinese with English abstract)
- WANG S P, ZHANG Q S, HUANG H, et al., 2018. A detection method for the degree of inner diameter deformation of downhole pipe string casing: CN111075426B[Z]. (in Chinese)
- WEN S H, WU J, ZENG F C, et al., 2026. Characteristics and openness evaluation of natural fractures in deep marine shale gas reservoirs: a case study of the Longmaxi formation in Zigong area, Sichuan basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 11(2): 91-102.
- XI Y, LI J, LIU G H, et al., 2018. Numerical investigation for different casing deformation reasons in Weiyuan-Changning shale gas field during multistage hydraulic fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163: 691-702.
- XIAO H S, JING C, ZHENG J, et al., 2022. The identification of micro-faults at the bottom of Wufeng formation in Changning area and its influence on shale gas development[J]. *China Mining Magazine*, 31(5): 171-180. (in Chinese with English abstract)
- XIE Y H, LIU J, WANG L, et al., 2025. Risk assessment and prevention measures for casing deformation in the geological-engineering integration of a block in Jiaoshiba shale gas field[J]. *Natural Gas Industry B*, 12(5): 623-635.
- XU F, LUO Q, LI X L, et al., 2020. A method and device for identifying downhole casing deformation types: CN113587802B[Z]. (in Chinese)
- XU F, ZHANG C, ZHU L L, et al., 2022. A method for identifying downhole casing deformation types: CN117662108A[Z]. (in Chinese)
- YAN J P, LAI S Y, GUO W, et al., 2024. Research progress on casing deformation types and influencing factors in geological engineering of shale gas wells[J]. *Lithologic Reservoirs*, 36(5): 1-14. (in Chinese with English abstract)
- YAN W, WANG K Y, DENG J G, et al., 2022. Analysis on the deformation characteristics of casing caused by fault slip-a case study of Dagang Guandong shale oil[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 7(4): 543-554. (in Chinese with English abstract)
- YAN W, ZOU L Z, LI H, et al., 2017. Investigation of casing deformation during hydraulic fracturing in high geo-stress shale gas play[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 150: 22-29.
- YANG S Y, ZENG B, YAN Y, et al., 2023. Research on casing deformation mechanism and prevention technology in salt rock creep formation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 220: 111176.
- YI X Z, SUN Y Q, WAN J F, et al., 2023. Analysis on casing deformation characteristics in perforation and slip section of wells in Fuling shale gas block[J]. *China Petroleum Machinery*, 51(9): 114-123. (in Chinese with English abstract)
- YIN F, XIAO Y, HAN L H, et al., 2018. Quantifying the induced fracture slip and casing deformation in hydraulically fracturing shale gas wells[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 60: 103-111.
- YIN F, SHI B B, HUANG G, et al., 2023. Integrity assessment methodology of casing ovality deformation in shale gas wells[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 224: 211643.
- YONG R, WU J F, ZENG B, et al., 2024. Geology-engineering integration casing deformation prevention technology and its application in shale gas, Luzhou block[J]. *Drilling & Production Technology*, 47(6): 83-92. (in Chinese with English abstract)
- YU H, LIAN Z H, LIN T J, 2014. Finite element analysis of failure mechanism of casing during shale gas fracturing[J]. *China Petroleum Machinery*, 42(8): 84-88, 93. (in Chinese with English abstract)

- YU H, LIAN Z H, XU X L, et al., 2015. Numerical simulation for casing failure during volumetric fracturing of shale gas vertical wells[J]. China Petroleum Machinery, 43(3): 73-77. (in Chinese with English abstract)
- YU H, LIAN Z H, LIN T J, et al., 2016. Study on failure mechanism of casing in stimulated reservoir volume fracturing of shale gas[J]. Journal of Safety Science and Technology, 12(10): 37-43. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG H X, TONG H M, ZHANG P, et al., 2023a. How can casing deformation be prevented during hydraulic fracturing of shale gas?: a case study of the Weiyuan area in Sichuan, China[J]. Geoenergy Science and Engineering, 221: 111251.
- ZHANG J C, LI J, LIAN W, et al., 2025. Optimization and application of fracturing technologies to reduce the risk of casing deformation in shale gas wells[J]. Results in Engineering, 28: 107878.
- ZHANG J C, LI J, LIAN W, et al., 2026. Numerical investigation of casing deformation patterns in shale gas wells under different fault slip conditions[J/OL]. Petroleum Research, *in press*. (2026-02-04) [2026-06-07]. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2026.02.001> (查阅网上资料, 未找到本条文献卷期页码信息, 请确认)
- ZHANG L S, CHEN S Y, WANG W, et al., 2023b. Mechanism of casing deformation relieved under densified-multi-cluster fracturing based on an analytical model[J]. Engineering Fracture Mechanics, 289: 109390.
- ZHANG P, HE Y B, LIU Z P, et al., 2021. Shear compression deformation test and deformation prevention practice of casing in shale gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 8(5): 84-91. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG Q S, XU F, LUO Q, et al., 2022. A detection method for casing deformation morphology of downhole pipe strings: CN117917668A[Z]. (in Chinese)
- ZHANG X, LI J, ZHANG H, et al., 2021. Analysis of casing deformation failure mechanism based on fault slip[J]. Engineering Failure Analysis, 127: 105430.
- ZHANG X J, LI J, LIAN W, et al., 2022. Research on casing deformation mechanism and prevention measures based on micro-seismic signal distribution[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 217: 110874.

附中文参考文献

- 陈朝伟, 石林, 项德贵, 2016. 长宁—威远页岩气示范区套管变形机理及对策[J]. 天然气工业, 36 (11): 70-75.
- 高晨阳, 赵福海, 高莲凤, 等, 2023. 基于构造应变分析的裂缝预测方法及其应用[J]. 地质力学学报, 29 (1): 21-33.
- 高利军, 柳占立, 乔磊, 等, 2017. 页岩气水力压裂中套损机理及其数值模拟研究[J]. 石油机械, 45 (1): 75-80.
- 郭建春, 路千里, 何佑伟, 2022. 页岩气压裂的几个关键问题与探索[J]. 天然气工业, 42 (8): 148-161.
- 郭雪利, 李军, 柳苒慧, 等, 2018. 基于震源机制的页岩气压裂井套管变形机理[J]. 断块油气田, 25 (5): 665-669.
- 韩玲玲, 李熙喆, 刘照义, 等, 2023. 川南泸州深层页岩气井套变主控因素与防控对策[J]. 石油勘探与开发, 50 (4): 853-861.
- 何晓, 李武广, 党录瑞, 等, 2021. 深层页岩气开发关键技术难点与攻关方向[J]. 天然气工业, 41 (1): 118-124.
- 黄华, 张诚, 刘晓敏, 等, 2021-10-26. 一种套管最小内径检测方法: 中国, 113550741A[P].
- 金亦秋, 赵群, 牟易升, 等, 2024. 泸州地区深层页岩气水平井套变成因机理探讨[J]. 天然气工业, 44 (2): 99-110.
- 黎俊峰, 李海军, 陈丽清, 等, 2025. 基于多臂井径测井的泸州页岩气水平井套变特征研究[J]. 石油管材与仪器, 11 (4): 110-116.
- 李留伟, 王高成, 练章华, 等, 2017. 页岩气水平井生产套管变形机理及工程应对方案: 以昭通国家级页岩气示范区黄金坝区块为例[J]. 天然气工业, 37 (11): 91-99.
- 李年银, 蒋晨, 田宇, 等, 2025. 深层页岩套变机理及影响因素研究[J/OL]. 特种油气藏, (2025-05-30) [2026-06-07]. <https://link.cnki.net/urlid/21.1357.TE.20250530.1106.002>.
- 刘绍军, 杨学锋, 赵圣贤, 等, 2026. 川南天宫堂地区页岩气储层微断裂构造识别与低风险区优选[J]. 大庆石油地质与开发, 45 (3): 133-141.
- 刘伟, 陶长洲, 万有余, 等, 2017. 致密油储层水平井体积压裂套管变形失效机理数值模拟研究[J]. 石油科学通报, 2 (4): 466-477.
- 刘学伟, 田福春, 李东平, 等, 2022. 沧东凹陷孔二段页岩压裂套变原因分析及预防对策[J]. 石油钻采工艺, 44 (1): 77-82.
- 宋杰, 2014. 砂岩油藏地应力及岩石力学参数与套管损坏相关性[J]. 地质力学学报, 20 (3): 324-330.
- 童亨茂, 张平, 张宏祥, 等, 2021. 页岩气水平井开发套管变形的地质力学机理及其防治对策[J]. 天然气工业, 41 (1): 189-197.
- 童亨茂, 张宏祥, 侯泉林, 等, 2024. 广义破裂活动准则[J]. 地质力学学报, 30 (1): 3-14.

王腊梅, 娄敏, 李炳颖, 等, 2024. 最大似然属性在致密砂岩储层微断裂识别中的应用: 以西湖凹陷花港组为例[J]. 石油地质与工程, 38 (1): 1-5, 12.

王乐顶, 魏书宝, 槐巧双, 等, 2023. 四川页岩气水平井套管变机理、对策研究及应用[J]. 西部探矿工程, 35 (2): 44-48, 52.

王寿平, 张庆生, 黄华, 等, 2023-02-24. 一种井下管柱套管内径变形程度的检测方法: 中国, 111075426B[P].

肖红纱, 井翠, 郑健, 等, 2022. 长宁地区五峰组底界微断裂识别及对页岩气开发工程的影响[J]. 中国矿业, 31 (5): 171-180.

徐菲, 罗庆, 李晓蕾, 等, 2023-08-25. 一种井下套管变形类型识别方法及装置: 中国, 113587802B[P].

徐菲, 张诚, 朱玲玲, 等, 2024-03-08. 一种井下套管变形类型识别方法: 中国, 117662108A[P].

闫建平, 来思侯, 郭伟, 等, 2024. 页岩气井地质工程套管变形类型及影响因素研究进展[J]. 岩性油气藏, 36 (5): 1-14.

闫伟, 王孔阳, 邓金根, 等, 2022. 断层错动型套管变形特征分析: 以大港官东页岩油为例[J]. 石油科学通报, 7 (4): 543-554.

易先中, 孙养清, 万继方, 等, 2023. 涪陵页岩气井射孔及滑移段套管变形特征分析[J]. 石油机械, 51 (9): 114-123.

雍锐, 吴建发, 曾波, 等, 2024. 泸州区块页岩气地质工程一体化套变预防技术及应用[J]. 钻采工艺, 47 (6): 83-92.

于浩, 练章华, 林铁军, 2014. 页岩气压裂过程套管失效机理有限元分析[J]. 石油机械, 42 (8): 84-88, 93.

于浩, 练章华, 徐晓玲, 等, 2015. 页岩气直井体积压裂过程套管失效的数值模拟[J]. 石油机械, 43 (3): 73-77.

于浩, 练章华, 林铁军, 等, 2016. 页岩气体积压裂过程中套管失效机理研究[J]. 中国安全生产科学技术, 12 (10): 37-43.

张平, 何昀宾, 刘子平, 等, 2021. 页岩气水平井套管的剪压变形试验与套变预防实践[J]. 天然气工业, 8 (5): 84-91.

张庆生, 徐菲, 罗庆, 等, 2024-04-23. 一种井下管柱套管变形形态的检测方法: 中国, 117917668A[P].