

川南筇竹寺组页岩储层天然裂缝发育特征及对页岩气富集高产的影响

蒋 睿¹, 何建华^{1,2*}, 邓明全¹, 李 丹¹, 熊 亮³, 邓虎成^{1,2},
徐 浩¹, 解馨慧¹, 马若龙¹, 李 勇⁴

1. 成都理工大学 能源学院(页岩气现代产业学院), 成都 610059;

2. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室(成都理工大学), 成都 610059;

3. 中国石化西南油气分公司 勘探开发研究院, 成都 610041;

4. 大庆油田有限责任公司 勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163000

[摘要] 天然裂缝的发育规模不仅对页岩气富集和保存具有重要影响,也对储层改造体积具有一定的控制作用,而目前筇竹寺组天然裂缝特征及对页岩气富集高产影响规律不明,制约了储层精细评价和“甜点”优选。本文以川南筇竹寺组富有机质页岩储层为例,基于钻井和成像测井资料,采用扫描电镜(SEM)、聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)、X射线荧光光谱仪、XRD-全岩矿物衍射等方法,明确天然裂缝的类型与特征,查明区内天然裂缝发育的受控因素,揭示天然裂缝对页岩气富集和高产的影响。研究表明构造变形区筇竹寺组裂缝主要以 NEE、NWW 向剪切缝和 SN 向张扭缝为主,并少量发育 NE 向张性缝,非变形区主要发育层理缝和流体超压缝;天然微裂缝以粒间缝和粒内缝为主。纹层状长英质粉砂质页岩裂缝相对发育,而灰质、黄铁矿及凝灰岩纹层影响了裂缝纵向延伸长度;裂缝密度随石英、长石等脆性矿物含量增高而增大,而总有机碳和黏土矿物会使裂缝密度降低,与龙马溪组特征差异大;构造变形和断裂对研究区裂缝发育影响相对弱。层理缝与层内微裂缝等中小尺度裂缝有助于页岩气富集,底板穿层剪切缝使得页岩气逸散。倾角大于 60°、NEE-NWW 向裂缝和与地应力方向夹角小于 30°的剪切缝和张扭缝,压后更易启滑而形成复杂缝网,沟通更多含气层,对页岩气产能贡献明显。

[关键词] 川南筇竹寺组; 深层页岩气; 裂缝发育特征; 裂缝受控因素; 页岩气开发

[分类号] TE122

[文献标志码] A

收稿日期: 2024-11-09; 改回日期: 2025-04-01。 责任编辑: 魏 巍。

基金项目: 国家自然科学基金(42402148, 42072182); 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室开放基金项目(24-ZC0699-0057)。

第一作者: 蒋睿(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向: 非常规油气储层天然裂缝定量表征、岩石力学等, E-mail: 963008237@qq.com。

*通信作者: 何建华(1990—), 男, 副教授, 研究方向: 非常规油气储层天然裂缝成因机制与定量表征、地应力场精细描述, E-mail: hejianhuadizhi@163.com。

引用格式: 蒋睿, 何建华, 邓明全, 等, 2026. 川南筇竹寺组页岩储层天然裂缝发育特征及对页岩气富集高产的影响[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 53(3): 551—569.

Jiang R, He J H, Deng M Q, et al., 2026. Development characteristics of natural fractures in the Qiongzhusi Formation shale reservoir in southern Sichuan and their impact on shale gas enrichment and yield[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 53(3): 551—569.

Development characteristics of natural fractures in the Qiongzhusi Formation shale reservoir in southern Sichuan and their impact on shale gas enrichment and yield

JIANG Rui¹, HE Jianhua^{1,2*}, DENG Mingquan¹, LI Dan¹, XIONG Liang³,
DENG Hucheng^{1,2}, XU Hao¹, XIE Xinhui¹, MA Ruolong¹, LI Yong⁴

1. College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;

2. National Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Development Engineering, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;

3. Exploration and Development Research Institute of Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu 610041, China;

4. Research Institute of Exploration and Development, Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing 163000, China

Abstract: The development scale of natural fractures has a significant impact on the enrichment and preservation of shale gas, and also plays a controlling role in reservoir stimulation volume. However, the characteristics of natural fractures in the Qiongzhusi Formation and their influence on the enrichment and production of shale gas are still unclear, which limit the fine evaluation of reservoirs and the selection of sweet spots. This study takes the organic-rich shale reservoirs of the Qiongzhusi Formation in southern Sichuan as an example. Based on drilling and imaging logging data, methods such as scanning electron microscopy (SEM), focused ion beam SEM, X-ray fluorescence spectrometry, and whole-rock mineral X-ray diffraction were used to clarify the types and characteristics of natural fractures, identify the controlling factors of natural fracture development in the area, and reveal the influence of natural fractures on the enrichment and production of shale gas. The results study show that in the tectonically deformed areas, the fractures in the Qiongzhusi Formation are mainly NEE-NWW trending shear fractures and S-N tensile-shear fractures, with a small number of NE trending tensile fractures. In non-deformed areas, bedding fractures and fluid overpressure fractures have mainly developed. The natural microfractures are mainly intergranular and intragranular. The laminated, long, fine-grained siliceous siltstone shale has relatively developed fractures, while the calcareous, pyrite, and tuff laminae affect the longitudinal extension of fractures. The fracture density increases with an increase of brittle minerals such as quartz and feldspar, while the total organic carbon and clay minerals reduce the fracture density. Overall, these characteristics are significantly different from those of the Longmaxi Formation. Tectonic deformation and faults have a relatively weak influence on the development of fractures in the study area. Bedding fractures, intra-layer microfractures, and other medium- and small-scale fractures are conducive to the enrichment of shale gas, while cross-layer shear fractures at the bottom of the layer allow shale gas to escape. Fractures with an inclination angle greater than 60°, NEE-NWW trending fractures, and shear and tensile-shear fractures with an angle less than 30° to the direction of in situ stress are more likely to be activated after stimulation to form complex fracture networks, have more connected gas-bearing layers, and have a significant contribution to the productivity of shale gas.

Key words: Qiongzhusi Formation southern Sichuan Basin; deep shale gas; fracture development characteristics; fracture controlling factors; shale gas development

川南地区下寒武统筇竹寺组沉积期形成了一套厚度大、生烃潜力高和含气性好的海相富有机质页岩,然而由于该地层演化程度高、构造—沉积格局复杂、孔隙度较低,筇竹寺组的研究程度远不及龙马溪组,且在近 10 年的勘探开发过程中产气效果不佳,产气不稳定,未实现商业化

(王同等, 2021; 吴冬等, 2023; 何骁等, 2024)。近年来,随着地质理论创新与工程技术进步,四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气勘探取得突破性进展,2022 年,中石化部署于槽外地区的 JS103 井测试产量达 $25.86 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,实现了川南筇竹寺组页岩气勘探的首次突破;2023 年相继实施于槽内

和槽外地区的资阳2井和金页3井分别获得 $125.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $82.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流;同期中石油在威远背斜东北翼部署的资201井也试获 $73.88 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的稳定产能。这些勘探成果标志着寒武系筇竹寺组资源丰富,具有获得高产页岩气流及规模量产的条件,展现出接替龙马溪组成为四川盆地页岩气开发新层系的巨大潜力(王同等, 2021; 周桦等, 2023; 戴小河, 2024)。受五峰组-龙马溪组勘探启示,天然裂缝对页岩气的富集和高产有重要的控制作用。前人认为高角度天然裂缝有利于页岩气的游离与聚集;层内微裂缝增加了页岩大孔隙储集空间占比,沟通了无机孔与有机孔,对页岩气富集成藏具有积极影响;天然裂缝促进了页岩储层复杂压裂缝网的形成,增强了压裂改造效果,有利于页岩气的高产(郭旭升等, 2014; 郭旭升, 2019; 杨洪志等, 2019)。

对于海相页岩储层,裂缝的成因类型、发育特征、分布规律以及控储作用等与常规储层均存在显著差异,因此其表征方法需更加精细化和量化。目前海相页岩储层天然裂缝的表征手段可分为直接观测与间接分析2类,直接手段包括岩心描述、野外露头观测及扫描电镜分析等;间接手段涵盖测井解释、录井资料解析、生产动态资料分析以及压汞测试等物性实验和地震方法等(丁文龙等, 2011; 刘敬寿等, 2019)。通过多技术融合,可对裂缝的产状、组系、长度、开度、倾角、密度及充填特征等关键参数精细描述(Ameen, 2016; Ibrahim et al., 2017; 乔辉等, 2024)。针对筇竹寺组天然裂缝的研究,前人主要聚焦于裂缝脉体对油气保存条件的影响和层内微裂缝对页岩孔隙结构的改善作用(陈丽清等, 2023; 梁峰等, 2024; 郭彤楼等, 2025),但缺乏对川南地区槽内与槽外筇竹寺组裂缝发育主控因素的对比研究。在五峰组-龙马溪组研究中,已证实构造作用、岩性、岩石力学性质、矿物组成、TOC含量和异常高压是控制裂缝发育的关键因素(董大忠等, 2018; 田鹤等, 2020; 赵圣贤等, 2025)。这些成果认识有效推进了川南页岩储层天然裂缝的研究工作,但在勘探实践中发现筇竹寺组与龙马溪组页岩储层具有较大差异,具体表现在:①有机质含量及有机质孔隙发育程度远不及龙马溪组;②筇竹寺组构造更简单,储层厚度更大,两向水平应力差值更小;③筇竹寺组硅质来源具

有多源性特征,以陆源输入和生物成因为主,辅以黏土矿物转化和压溶作用贡献,而龙马溪组下段硅质主要为生物成因(董大忠等, 2022; 闵华军等, 2025; 杨学锋等, 2025)。这些差异特征通过改变矿物含量、岩石力学参数和应力分布格局,导致2类储层天然裂缝发育模式及受控因素产生本质区别。此前对于中国南方海相页岩储层天然裂缝的研究主要集中在五峰组-龙马溪组(Li et al., 2024; Ma et al., 2024),而缺乏对筇竹寺组天然裂缝的形成机理及其对储层储集性能影响的研究,导致现阶段仍存在裂缝发育主控因素不明晰、天然裂缝对页岩气富集高产的控制机理不明确等关键问题。

本文以川南槽内-槽外筇竹寺组富有机质页岩段为研究对象,基于岩心描述、显微薄片分析和成像测井等多源数据,明确了天然裂缝的类型与特征。通过扫描电镜(SEM)、聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)、X射线荧光光谱仪、XRD-全岩矿物衍射实验、三轴岩石力学实验和总有机碳(TOC)含量测定等方法,从岩相、矿物组成与TOC含量、纹层特征、构造变形与断裂规模4个方面,深入剖析天然裂缝受控的地质因素并构建了其发育模式,对比筇竹寺组与龙马溪组页岩储层及其天然裂缝发育差异性。最后讨论天然裂缝对川南筇竹寺组页岩气富集和高产的影响。旨在进一步深化天然裂缝对高演化海相页岩储层品质和页岩气富集规律影响研究,为该地区页岩气储层甜点评价和高效开发提供科学的指导。

1 区域地质背景

川西南地区位于上扬子板块西部,随四川盆地构造演化经历多幕构造运动(图1-A)。加里东晚期的华夏板块碰撞挤压使得川西强烈隆升剥蚀,形成了乐山-龙女寺古隆起。海西运动早期,地貌持续隆升;海西运动中期峨眉地裂运动引发区域性拉伸。印支运动晚期,整个四川盆地逐渐发育为前陆盆地,盆内产生弱挤压活动,西部龙门山前带迅速下沉,呈现“东隆西沉”的局部构造反转(杨帆等, 2019; 姜华等, 2022)。燕山运动时期主要以升降运动为主,早期龙门山北段向东冲断,随后区域快速抬升;燕山运动晚期,四川盆地发生区域性隆升(汤良杰和崔敏, 2011)。喜马拉雅期受印支板块碰撞挤压控制,上扬子板

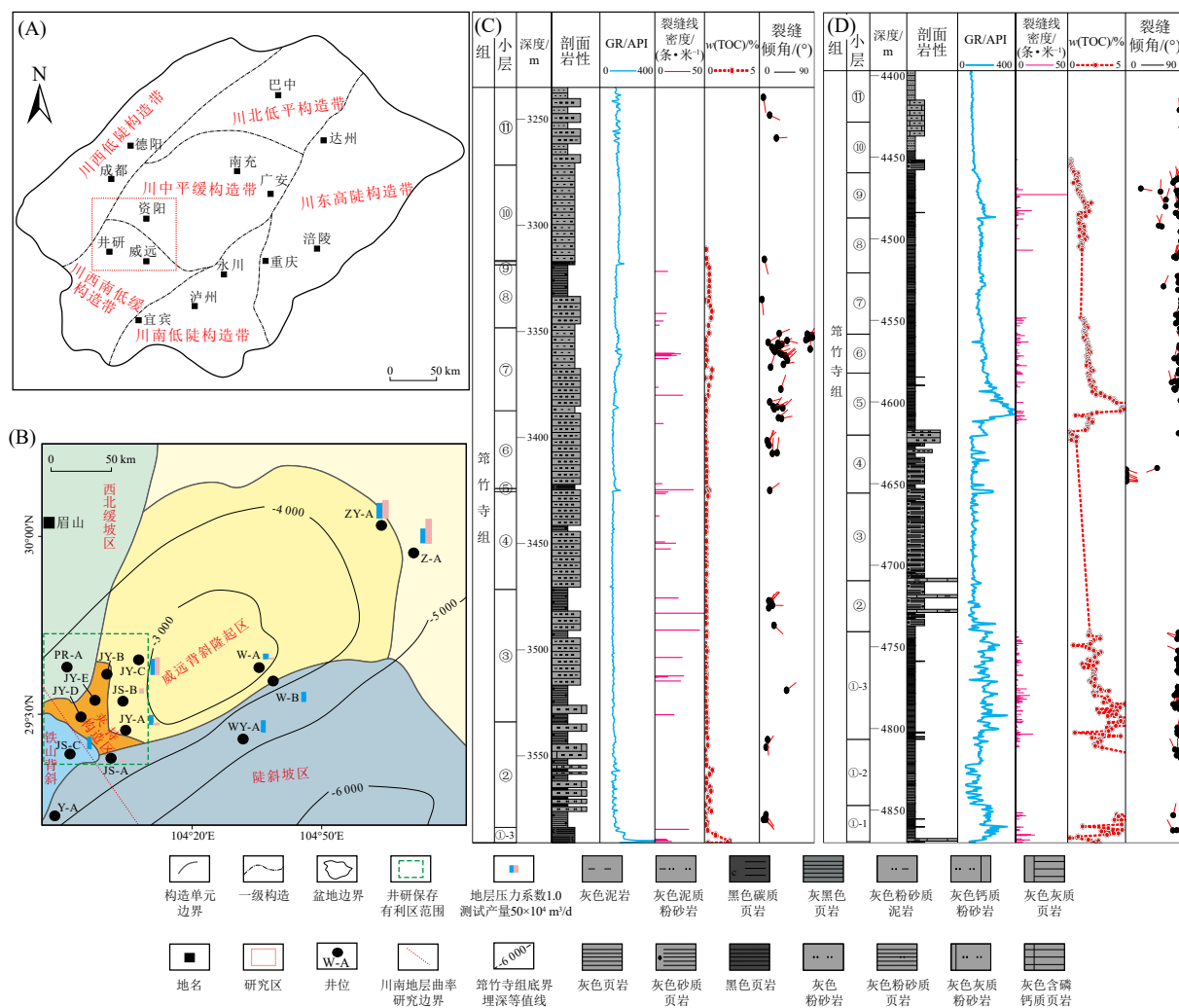


图 1 研究区构造位置及筇竹寺组重点井综合柱状图

Fig. 1 Tectonic setting of the study area and integrated stratigraphic column of key wells in the Qiongzhusi Formation

(A) 研究区构造位置图; (B) 川西南地区单元划分图; (C) JS-B 井单井综合柱状图; (D) Z-A 井单井综合柱状图

块形成了向中间挤压的构造应力格局, 区内褶皱作用剧烈, 造成差异隆升和改造剥蚀(程青松等, 2023)。在喜马拉雅运动作用下, 川中地区在原地貌条件下继续发育为相对低缓的隆起部位, 而威远地区则快速隆升, 成为四川盆地内最高构造部位(姜华等, 2022)。因此, 四川盆地各区域构造幅度和变形强度均有所差异。结合构造行迹(构造幅度和变形强度)及构造埋深等值线划分了川西南的构造格局, 多期构造运动造就了如今“两隆夹一凹”的构造格局, 即威远背斜和铁山背斜, 中间夹持的构造鞍部, 目前筇竹寺组钻井主要集中在背斜部位和较浅翼部, 这些区域钻井产气量和地层压力差异较大(图 1-B)。

川南筇竹寺组沉积环境差异大, 整体以绵阳—长宁拉张槽为界, 由西至东分为槽外浅水缓坡区

和槽内深水缓坡区, 其中以槽内深水缓坡相沉积环境为最优(袁钰轩等, 2023; 杨学锋等, 2025; 郭彤楼等, 2025)。筇竹寺组下段沉积时期, 海域面积最广, 槽内页岩厚度大, 发育了多套厚度为 60~160 m 的深水缓坡相黑色页岩, 是页岩气开发的有利区域, 其主体埋深为 3 000~5 000 m(赵文智等, 2016; 吴冬等, 2023); 槽外则主要发育浅水缓坡相的浅色粉砂质页岩(周桦等, 2023)。纵向上, 依据岩性、自然伽马测井曲线(GR)和总有机碳(TOC)测井曲线等在筇竹寺组内部可划分出 11 套小层(图 1-C、D)。其中①、⑤、⑨小层主要为高 GR 值、低 TOC 值的黑色页岩; ②~④小层表现为 GR 曲线呈中低锯齿状—平缓状的薄层钙质粉砂岩和粉砂质页岩互层发育特征; ⑥~⑧主要为 GR 曲线振幅较小的粉砂质页岩(熊亮等,

2024); ⑩、⑪主要为 GR 曲线上部低幅锯齿状,下部平缓状的泥质粉砂岩和粉砂岩。

2 页岩裂缝类型与发育特征

2.1 宏观天然裂缝类型与特征

通过对井研—威远—资阳地区 15 口重点井的系统取心观察与裂缝精细解析,基于力学成因与发育特征对筇竹寺组页岩储层天然裂缝体系进行了系统分类。天然构造裂缝主要发育剪切缝、张性缝和张扭缝 3 类基本类型,天然非构造裂缝体系主要包括沿沉积纹层发育的层理缝以及与异常高压流体活动相关的流体超压缝(李勇等, 2024)(表 1)。

筇竹寺组页岩储层内构造裂缝发育程度高于非构造裂缝。构造裂缝以剪切缝为主,而非构造裂缝则以层理缝居多。根据野外露头观察,筇竹寺组天然裂缝尺度可达 2 m 及以上,其中剪切裂缝呈现多组系发育特征,普遍具有穿层性和共轭组合特性,邻近走滑断层区域的剪切裂缝面可见剖面擦痕(图 2-A、B)。岩心观察表明,剪切裂缝面平直且具有镜面光泽特征,伴有穿层性,延伸距离较长而缝宽较窄,部分裂缝发育于钙质砂岩层并终止于粉砂质泥岩界面,偶见 2~3 组共轭体系,方解石全充填(图 2-C~G);张性缝缝面弯曲且粗糙,角度近垂直,主体发育于泥质粉砂岩层内并终止于黑色泥岩层,方解石全充

填,显微薄片显示其纵向切穿纹层并逐渐尖灭(图 2-H、I);张扭缝短小且缝面粗糙,呈雁列式排布,裂缝末端弯曲显著,整体被方解石充填(图 2-J);层理缝广泛发育于黑色页岩段,沿岩石力学性质差异显著的纹层界面发育,呈现为平行组系的水平层理(图 2-K);流体超压缝形态弯曲纤细,形成于快速埋藏阶段排水不畅或生烃增压突破岩石强度所致,裂缝展布不均,多呈放射状展布并终止于黑色页岩层段(图 2-L、M)。整体而言,相较于龙马溪组裂缝体系,筇竹寺组因构造变形强度差异,更发育张性及张扭性裂缝,且在构造平缓区层理缝广泛分布;而龙马溪组受走滑应力场控制,盖层滑脱变形显著,滑脱缝发育程度更高(佟恺林等, 2024)。

基于 7 口重点井的成像测井资料解析,川南地区不同构造单元裂缝组系呈现显著分异特征(图 3)。槽外地区及拉张槽两侧构造裂缝走向以 NEE、NE、NNW 向为主;槽内地区(如 Z-A 井)受加里东早期 EW 向弱拉张作用影响,形成近 SN 向张扭缝。西北缓坡区发育 NNW 和 NE 向张性缝(如 PR-A 井),威远背斜隆起区以构造轴向一致的 NEE、NE 向张性缝为主(如 JS-B 井)、南部陡斜坡区沿最小主应力方向破裂而形成 NEE 向张性缝(如 W-A 井、W-B 井)。受 NW、NNW 向断层影响,断层附近裂缝产状紊乱,主要发育 2 期断层共生裂缝,一期为与断层面平行

表 1 筇竹寺组天然裂缝类型划分及特征
Table 1 Classification and characteristics of natural fractures in the Qiongzhusi Formation

类型	亚类	主要特征	裂缝尺度	尺度
构造裂缝	剪切缝	由平行于裂缝面和延伸方向的剪应力引起,缝面平直光滑、部分见擦痕、裂缝延伸长度较大,充填程度强,多为垂直裂缝	长度为 5~25 cm,部分可达 1 m,野外露头的尺度可达 2~5 m 及以上;开度 0.1~0.5 mm;倾角>75°	中-大
	张性缝	受拉应力作用下破裂而形成的缝面粗糙、不平整、延伸长度短的裂缝,其开度变化大,以高角度裂缝和垂直裂缝居多	长度为 2~10 cm,部分裂缝可达 20 cm;开度 0.1~3 mm;倾角>85°	小-中
	张扭缝	形成于岩石中的微小扭曲或褶皱形态,弯曲程度大,延伸较短,缝面粗糙度大,侧面具有花状构造特征,端面裂缝呈现雁列式排布	长度为 3~10 cm;开度 0.3~1.5 mm,倾角>75°	小-中
非构造缝	层理缝	在沉积和成岩过程中受到各种物理化学作用及破裂作用综合影响下形成的沿纹层面破裂的裂缝,缝面平直,裂缝开度小,大多为水平层理缝	长度普遍为 10 cm;开度 0.1~0.3 mm;倾角为 0°,偶见 15°斜角层理缝	小-中
	流体超压缝	延伸规模普遍受限且形态多呈弯曲状,走向分布无显著优势方位,因生烃或排水时泄压不充分而形成	长度 1.5~10 cm;开度 0.1~2 mm	微观

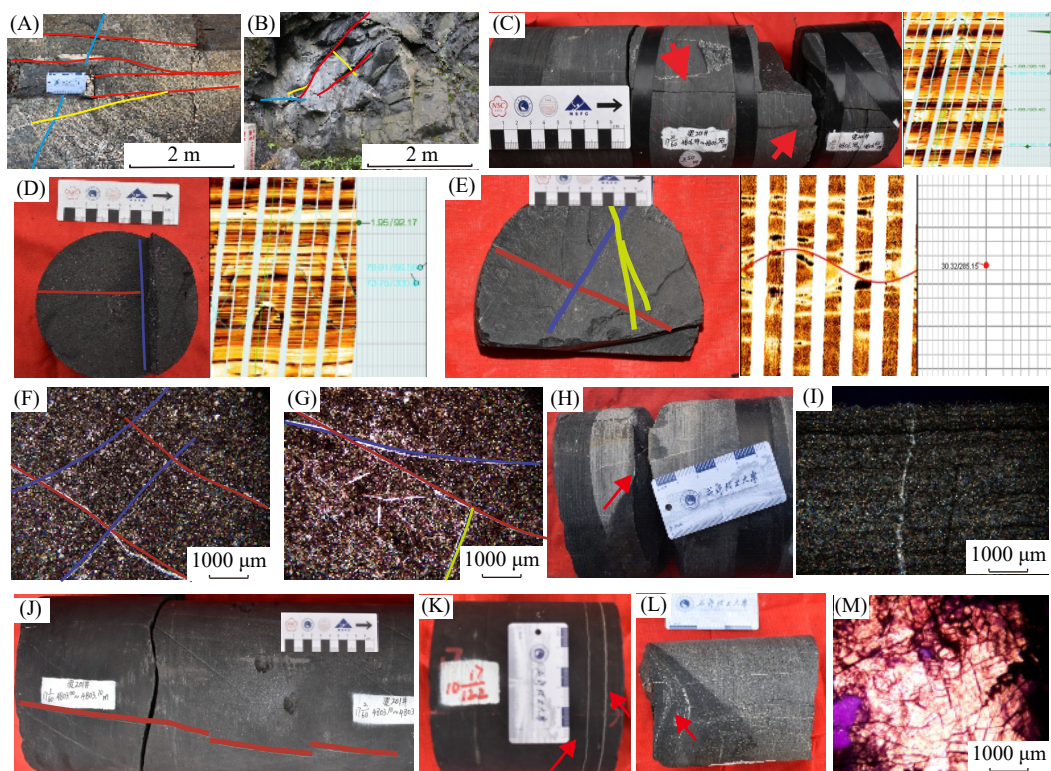


图 2 筇竹寺组不同类型裂缝特征照片

Fig. 2 Characteristics photographs of different types of fractures in the Qiongzhusi Formation

(A) 共轭剪切裂缝, 筇竹寺组上段, 粉砂岩, 肖滩剖面; (B) 走滑断层附近的复杂剪切裂缝, 筇竹寺组上段, 砂岩, 红坪剖面; (C) 穿层剪切裂缝, 裂缝在钙质页岩段发育, 在粉砂质泥岩段截止, 方解石全充填, Z-A 井, 深度 4 806.32 m; (D) 剪切缝, 2 期相互切割, 纵向穿层, Z-A 井, 深度 4 862.19 m; (E~G) 剪切缝, 3 组共轭组系, 方解石全充填, JY-A 井, 深度 3 613.37 m; (H) 张性缝, 裂缝扭曲弯折, 主体部位发育于泥质粉砂岩, 终止于黑色泥岩, W-A 井, 深度 2 802.35 m; (I) 张性缝, 方解石全充填, JS-B 井, 深度 3 449.85 m; (J) 张扭缝, 呈雁列式排布, Z-A 井, 深度 4 803 m; (K) 层理缝, 2 条平行层理, 方解石全充填, ZY-A 井, 深度 4 624.8 m; (L) 流体超压缝, 裂缝细小弯曲, 呈喷射状分布, 收敛于上端, 黑色页岩, Z-A 井, 深度 4 483.81 m; (M) 流体超压缝, 纤维状方解石充填, ZY-A 井, 深度 4 362.82 m

的高角度 NW、NWW 共轭剪切缝, 另一期为斜交 NE 向派生组系剪切缝。研究区裂缝倾角在不同构造单元也有所差异, 在铁山背斜、威远背斜隆起等变形区以高角度-垂直裂缝为主, 占比在 60% 以上, 而在缓坡区和夹持构造区水平层理缝和高角度共轭剪切缝共存, 各类型倾角裂缝均发育, 陡斜坡区则发育水平-低角度顺层滑移型剪切缝。

筇竹寺组储层裂缝有效性较差, 充填物主要为方解石和黄铁矿为主(图 4-A)。根据构造区裂缝充填程度对比分析, 自背斜隆起区向夹持构造区过渡过程中, 裂缝总有效性呈现降低趋势(图 4-B)。相较于水平缝及低角度缝, 垂直缝与高角度缝充填程度更低, 未充填-半充填比例达 25%, 显著高于其他类型裂缝。上述特征表明, 高角度-垂直

裂缝在研究区内具有优势渗流通道作用, 对页岩气富集与运移过程起关键控制效应。

2.2 微观裂缝类型与特征

相较于常规储层, 页岩储层发育有纳米级至微米级的天然微裂缝系统, 当其规模化发育时可构成页岩气高效渗流网络(汪虎等, 2019)。图 5-A~F 展示了四川盆地筇竹寺组页岩的扫描电镜显微特征, 揭示储层微裂缝包含粒内缝、粒间缝及有机质缝 3 类基本类型。粒内缝表现为狭长网状裂缝而非溶蚀孔洞形态, 常发育在微粒状铁白云石和钠长石等矿物内部(图 5-A、B); 粒缘(间)缝延伸长度小, 宽度小于 0.5 μm, 此类裂缝多由有机质和黏土矿物收缩作用产生的, 常发育于矿物颗粒或有机质与矿物颗粒边缘(图 5-C、D); 有机质内微裂缝则主要发育于有机质和黏土矿

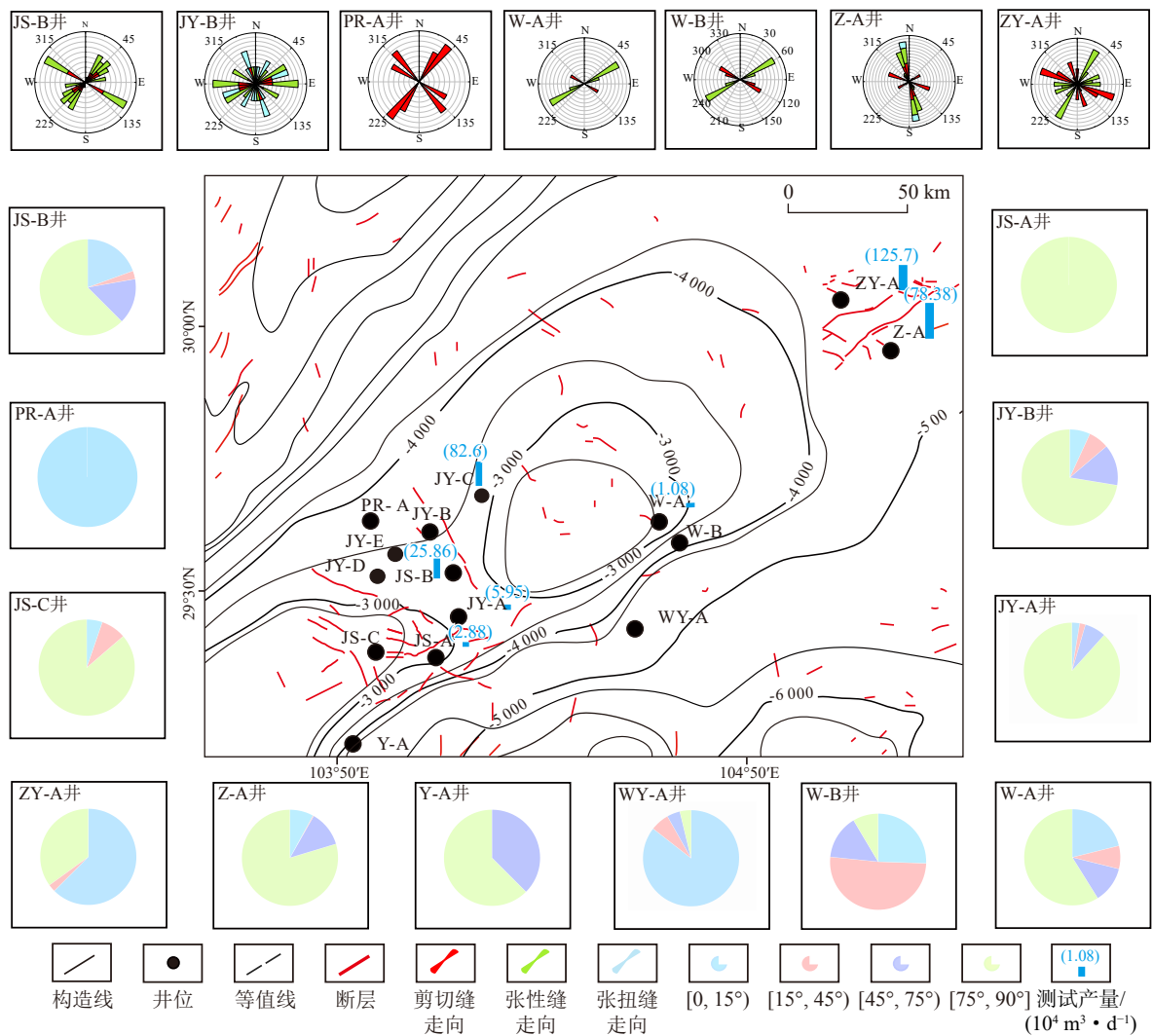


图 3 筇竹寺组不同裂缝倾角占比及走向特征分布图

Fig. 3 Distribution map of fracture dip angle proportion and trend characteristics in the Qiongzhusi Formation

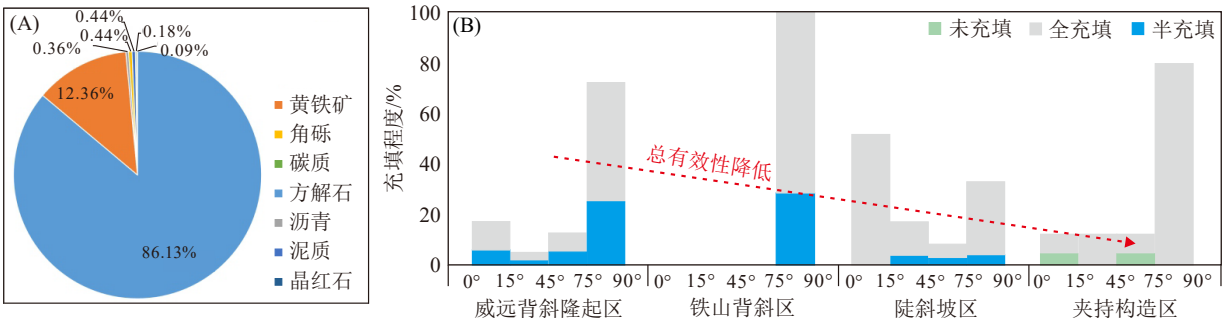


图 4 筇竹寺组裂缝充填性及各构造单元不同倾角裂缝有效性特征图

Fig. 4 The filling characteristics of fractures in the Qiongzhusi Formation and the effectiveness features of fractures with different dip angles in different structural units

(A) 筇竹寺组裂缝充填程度图; (B) 川南各区不同倾角裂缝有效性对比图

物复合体内, 展布受有机质形态控制, 无固定延伸方向, 缝面多呈枝状, 边缘不规则, 棱角明显 (图 5-E、F)。

筇竹寺组微裂缝尺度较小。粒内缝与粒缘 (间) 充填特征表现为脆性矿物颗粒间 (如石英、长石和方解石) 粒缘、粒间孔缝发育程度高, 同时伴有黏土矿物含量较低、有机质含量高的特点; 铝硅酸盐矿物含量相对较高的层段中铝硅酸

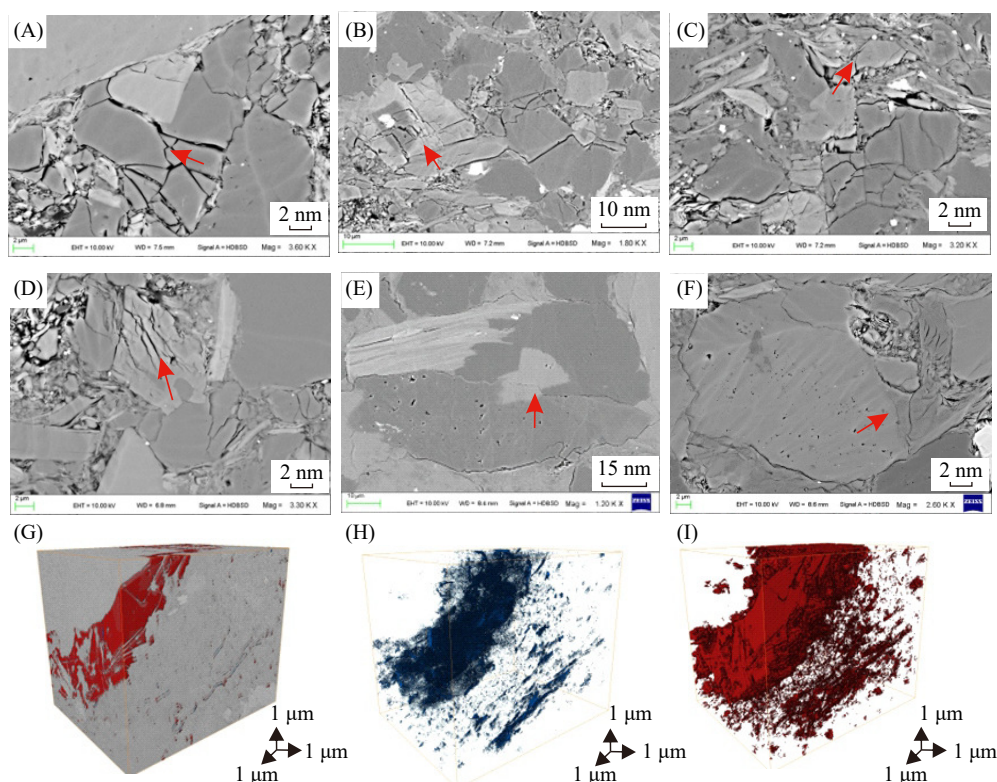


图 5 四川盆地筇竹寺组微裂缝 SEM 及 FIB-SEM 镜下发育特征图版

Fig. 5 Scanning electron microscopy (SEM) and focused ion beam SEM (FIB-SEM) development characteristics of microfractures in the Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

(A) 微粒状石英、钾长石相间分布, 发育微裂隙, ZY-A 井, 深度 4 710.82 m; (B) 微粒状方解石、钠长石、石英相间分布, 方解石发育微裂隙, ZY-A 井, 深度 4 656.16 m; (C) 微粒状钠长石、铁白云石相间分布, 发育粒缘缝, ZY-A 井, 深度 4 656.16 m; (D) 微粒状铁白云石、钠长石发育微裂隙, ZY-A 井, 深度 4 616.20 m; (E) 块状有机质发育多组粒内裂隙, EB 井, 深度 69.33 m; (F) 有机质充填发育于有机质和黏土矿物复合体内的微裂缝, CK 井, 深度 67.18 m; (G) 有机质与矿物格架三维重构模型, JS-B 井; (H) FIB 三维重构下孔隙分布特征, JS-B 井; (I) FIM 三维重构下有机质分布特征

盐内部(如云母)有机质内微裂缝发育程度高; 有机碳含量较高的层段中碳酸盐矿物(如白云石)边缘易发育粒缘缝, 部分被有机质充填。FIB-SEM 三维重构揭示 JS-B 井储集空间由有机孔隙、无机孔隙及微裂缝共同构成, 整体连通性相对较好(图 5-G~I)。

3 天然裂缝受控地质因素与发育模式

3.1 岩相

不同岩性的岩石强度和力学性质不同, 在相同的构造应力场作用下裂缝的产状、规模以及发育程度均存在显著差异(杨东兴, 2018)。川南龙马溪组页岩岩相按矿物成分可划分为灰岩相、黏土质页岩相、硅质岩相、钙质页岩相、钙质-硅质页岩相 5 类(李维等, 2024)。筇竹寺组拥有独特的海槽体系沉积岩石学特征, 其岩相划

分标准更为细化: 依据粒度特征将砂级颗粒质量分数 > 50% 的岩层定为砂岩, 粉砂级颗粒质量分数 > 50% 的归为粉砂质页岩, 黏土级颗粒质量分数 > 50% 则划分为页岩; 进一步结合矿物组分定量分析, 最终厘定 12 种岩相类型, 其中中下段主要发育长英质页岩、长英质粉砂质页岩和混合页岩 3 种类型(图 6-A、B)。裂缝线密度统计结果显示, 粉砂质页岩裂缝发育程度高于页岩层段, 长英质矿物含量高的层段更容易发育裂缝(图 6-C、D)。

3.2 矿物组成与 TOC 含量

矿物组成对页岩岩石力学性质具有重要影响, 页岩脆性主要受石英等脆性矿物控制, 黏土矿物则使页岩塑性增强(苗凤彬等, 2020)。XRD 分析表明, 槽内页岩脆性矿物含量普遍高于槽外地区, 且黏土矿物含量较槽外偏低, 这种矿物组分差异导致槽内天然裂缝发育程度更

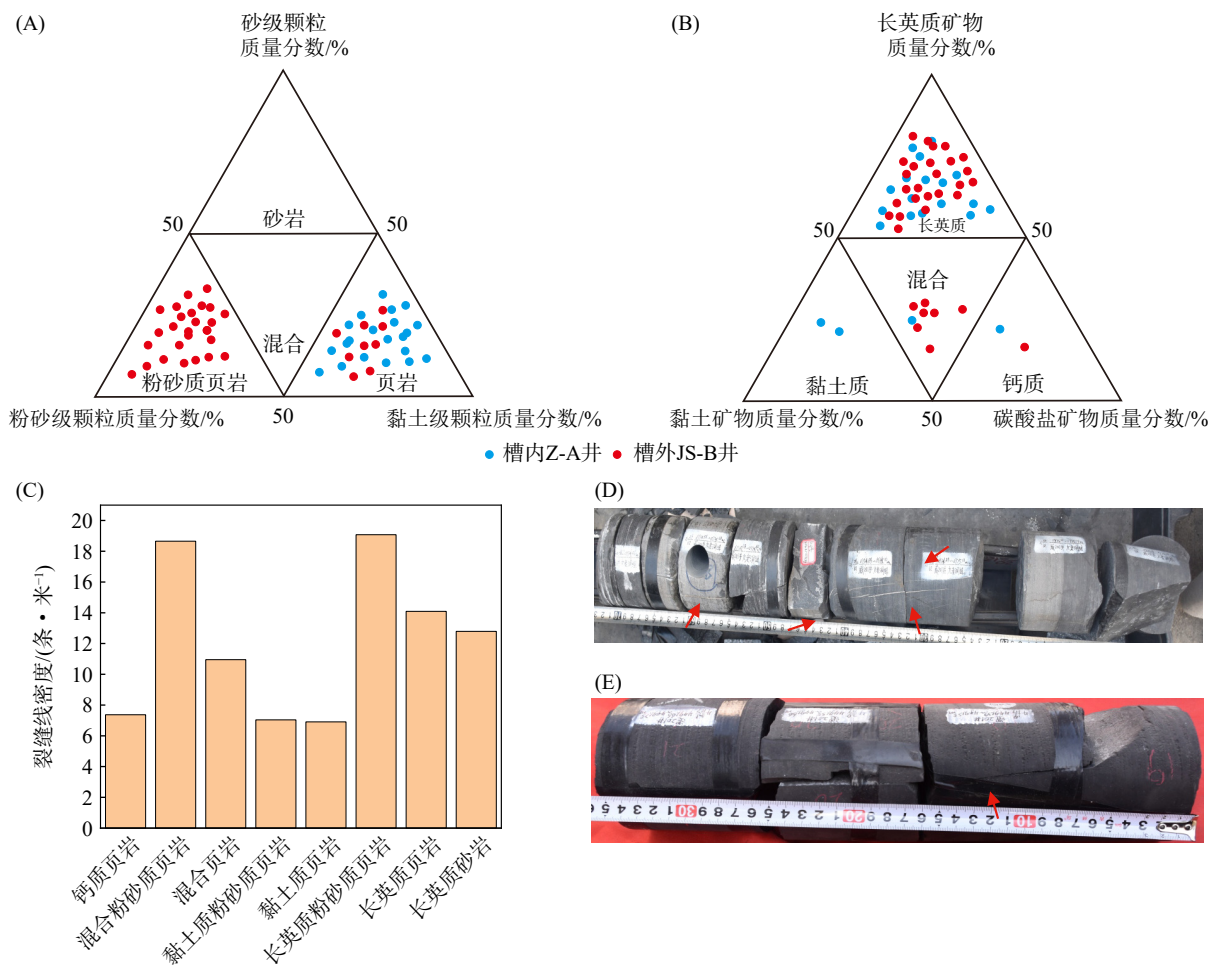


图6 川南筇竹寺组岩性、岩相划分三角图、岩相与裂缝发育关系图及岩心裂缝对比图

Fig. 6 Triangular diagram of lithology and facies division in the Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan, relationship map between facies and fracture development, and core fracture comparison map

(A) 岩性粒级划分三角图; (B) 矿物组分岩相划分三角图; (C) 岩相与裂缝发育关系图; (D) W-A井, 深度2 774.36 m, 一组平行剪切缝2条, 8条张扭缝呈雁列式排布, 长英质粉砂质页岩; (E) Z-A井, 深度4 491.39 m, 一条剪切缝, 裂缝末端倾角转变为45°, 长英质页岩

高。矿物含量与裂缝发育程度关系显示, 天然裂缝密度随着脆性矿物质量分数的增加呈明显增大趋势, 随黏土矿物质量分数的增加呈降低趋势(图7-A~D)。对比研究表明, 龙马溪组页岩储层以高石英和长石含量为特征, 脆性矿物质量分数达75%(刘文慧等, 2024), 显著高于筇竹寺组, 同时其黏土矿物含量较筇竹寺组更低。这种高脆性-低塑性的矿物组合特征使得龙马溪组页岩储层天然裂缝更为发育。

有机质含量对页岩天然裂缝的发育具有控制作用, 其作用机制受沉积环境及矿物组成的制约。针对五峰组-龙马溪组页岩的研究表明, 其硅质组分主要为生物成因, 硅质放射虫的大量存在指示了有利于浮游生物繁育及有机质保存的

沉积环境。在此背景下, 五峰组-龙马溪组页岩段硅质矿物含量、TOC含量与裂缝线密度在特定范围内呈现显著正相关(孙川翔等, 2019)。然而当 $w(\text{TOC})$ 超过5.2%的临界值时, 过高的TOC含量会导致有机质在生烃转化过程中产生大量气体和流体, 并因此增加孔隙压力, 进而增强页岩的压实效应, 压实作用会减少页岩中的孔隙和裂缝, 从而降低裂缝密度(Wang et al., 2016)(图7-F)。相比之下, 筇竹寺组页岩储层TOC含量对裂缝的发育程度展现出不同的控制机制, 受陆源输入影响, 中上部发育的粉砂质页岩中含有大量的黏土矿物, 对有机质有明显的吸附效果。尽管这种吸附作用促使有机质呈局部富集态分布, 但黏土矿物本身的塑性特征对岩石产生脆性破裂具有

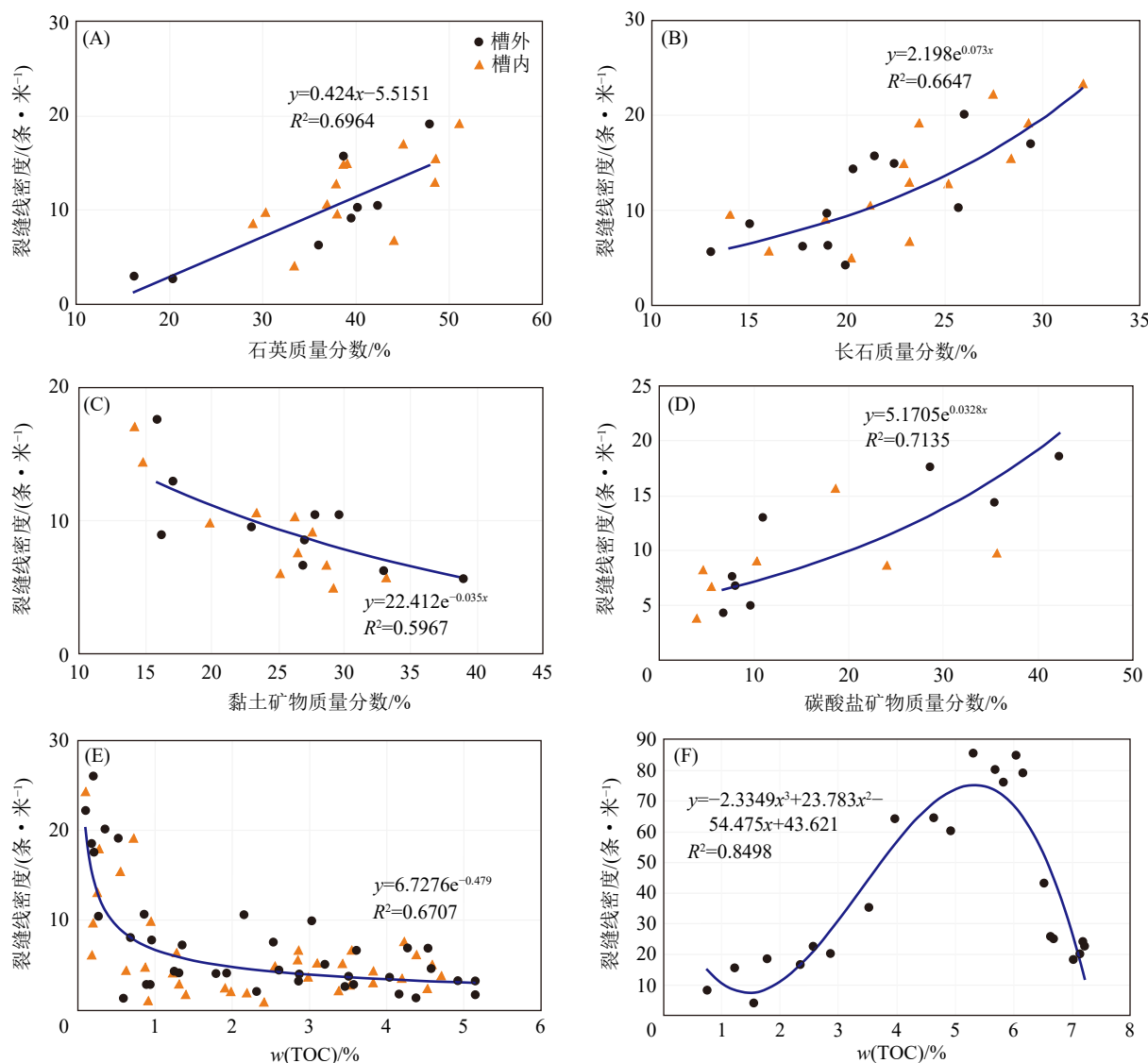


图 7 川南页岩储层脆性矿物质量分数及 TOC 与裂缝发育关系图

Fig. 7 Relationship between brittle mineral content, total organic carbon (TOC), and fracture development in shale reservoirs in the southern Sichuan Basin

(A) 筇竹寺组石英含量与裂缝发育程度相关图; (B) 筇竹寺组长石含量与裂缝发育程度相关图; (C) 筇竹寺组黏土矿物含量与裂缝发育程度相关图; (D) 筇竹寺组碳酸盐矿物含量与裂缝发育程度相关图; (E) 筇竹寺组 TOC 含量与裂缝发育程度相关图; (F) 龙马溪组 TOC 含量与裂缝发育程度相关图

抑制作用。更重要的是,黏土矿物对有机质的吸附容量存在上限,导致筇竹寺组 $w(\text{TOC})$ 难以达到触发压实作用主导的临界含量(5.2%)。故在筇竹寺组页岩体系中,黏土矿物含量的增加促进有机质局部富集,但受塑性特征与吸附容量双重作用影响,最终形成了有机质含量与天然裂缝发育密度呈负相关的协同发育模式(图 7-E)。

岩石的力学性质主要受其成分和结构的影响,当岩石内部成分和结构发生变化,它的各项参数都会发生较大的变化。因此,当相同外力作

用时,岩石破裂程度也会不同,进而影响裂缝的发育程度(高和群等, 2024)。筇竹寺组页岩储层中,石英与长石等脆性矿物的含量增加提升弹性模量,同时降低泊松比值;而黏土矿物与有机质含量的增加则导致弹性模量降低和泊松比升高(图 8)。这些岩石内部成分通过直接影响岩石力学性质而间接影响裂缝发育情况。

3.3 纹层特征

纹层结构面类型影响天然裂缝的发育程度和规模。基于有机质与矿物组分特征,川南筇竹

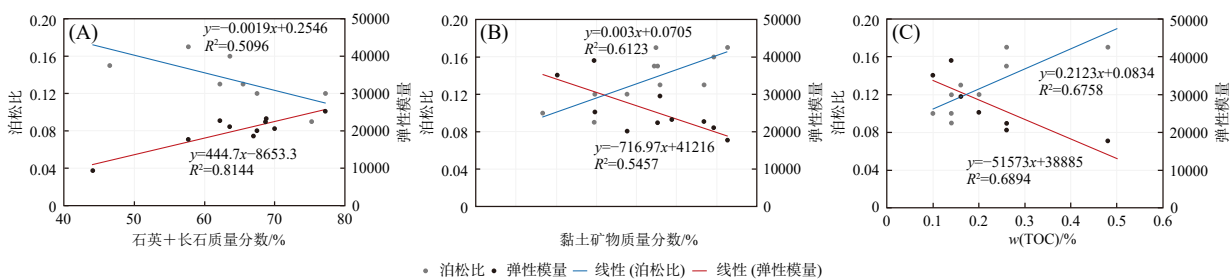


图8 矿物成分及TOC含量与岩石力学参数关系图

Fig. 8 Correlation diagram between mineral composition, TOC, and mechanical rock parameters

(A) 石英和长石含量与泊松比及弹性模量之间的关系图; (B) 黏土矿物含量与泊松比及弹性模量之间的关系图; (C) w(TOC)与泊松比及弹性模量之间的关系图

寺组第一段至第二段岩心样品主要划分为富砂质纹层、富黏土质纹层(富有机质纹层)、富钙质纹层、富黄铁矿纹层及富凝灰岩纹层5类,其中以富砂质纹层为主(图9-A~F)。层内富砂质

纹层裂缝发育程度最高,最低为富凝灰岩纹层(图10)。富砂质纹层中矿物组分与粒度的差异导致垂向岩石力学非均质性增强,使得纹层界面成为应力集中薄弱面;富钙质纹层则以碳酸盐矿

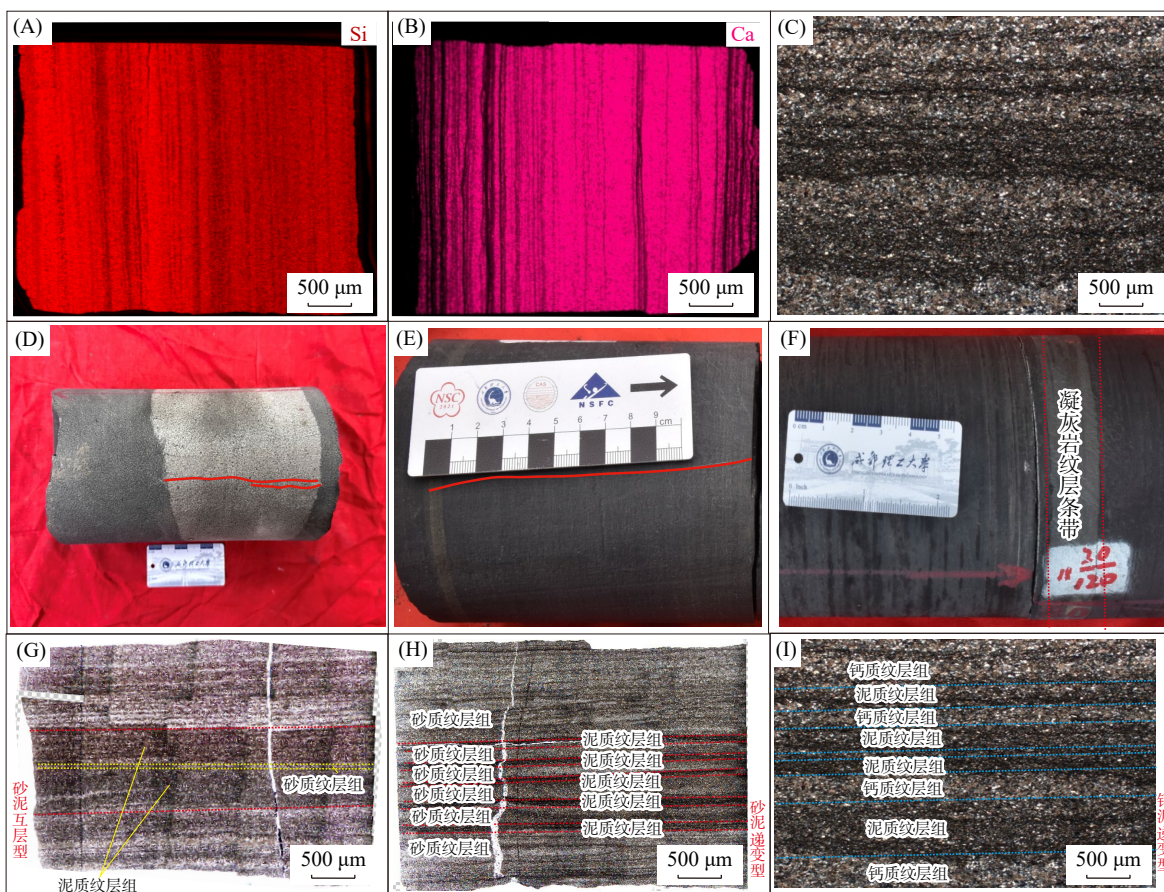


图9 川南筇竹寺组纹层结构面类型及组合特征

Fig. 9 Types and combination characteristics of laminated structural planes in the Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Province

(A) 富砂质纹层, JS-B 井, 深度 3 442.53 m; (B) 富钙质纹层, JS-B 井, 深度 3 486.03 m; (C) 富有机质纹层, JS-B 井, 深度 3 419.22 m;

(D) 富钙质纹层条带, 裂缝发育于钙质条带内部, 上下终止于泥岩, JY-E 井, 深度 3 410.95 m; (E) 富黄铁矿纹层条带, 张扭缝终止于黄铁矿纹层条带, Z-A 井, 深度 4 804.11 m; (F) 富凝灰岩纹层条带, 顶部边缘发育层理缝, ZY-A 井, 深度 4 643.04 m;

(G) 砂泥互层型纹层组合, 发育一条纵向剪切裂缝和平行与纹层的层理缝, 缝宽无变化; (H) 砂泥递变型纹层组合, 张性缝自下而上纵向切穿纹层, 缝宽逐渐减小; (I) 钙泥递变型纹层组合, 不发育裂缝

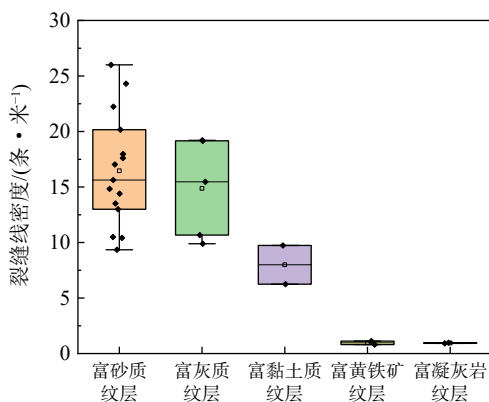


图 10 纹层结构面与裂缝线密度的关系

Fig. 10 Relationship between laminated structural surface and fracture line density

物胶结作用形成脆性基底而成为裂缝形成的基础;富黏土质纹层因黏土矿物塑性胶结效应抑制破裂扩展。张扭缝在岩石脆性段发育而终止于黄铁矿条带,层理缝则局限于凝灰岩纹层顶部,表明富黄铁矿纹层和凝灰岩纹层对裂缝发育有阻隔作用。黄铁矿纹层作为高强度岩石力学层,可有效阻隔应力传递;而凝灰岩层则为塑性变形层,通过塑性变形耗散应力能量,抑制裂缝发育。富凝灰岩纹层因矿物组分差异大,在异质界面处形成力学薄弱面,诱导层理缝沿界面发育。相较于筇竹寺组,龙马溪组页岩储层在砂质、钙质及黏土质 3 类纹层发育的基础上,还具有独特的高有机质-黏土复合纹层,其 $w(\text{TOC})$ 较筇竹寺组高 1%~2%。矿物与有机质耦合形成的结构为天然裂缝扩展提供了优势发育条件,从而使得龙马溪组裂缝的发育程度整体高于筇竹寺组。

纹层组合是由成因或成分相近的纹层构成的集合体,其组合类型可根据纹层形态、连续性和几何特征来进行划分(赵圣贤等, 2024)。川南筇竹寺组页岩样品显微分析显示,砂质、泥质与钙质纹层组在空间上呈现两两互层的空间配置关系。再将这种由不同纹层组互相交界,成夹层状的称为互层型纹层组合;将由一种纹层逐渐递进到另一种纹层的组合称为递变型。纹层呈现连续平行板状,自下而上逐渐稀疏,不同纹层间亮暗相间分布,界面清晰。镜下薄片观察到张性缝纵向切穿纹层,发育于砂质纹层,延伸至泥质纹层段时,缝宽明显减小,最终过渡到砂质纹层中,缝宽几乎不发生变化。泥质纹层因高黏土矿物含量具有更强的抗破裂能力,裂缝扩展过程中

在泥质段消耗更多应力,导致后续砂质段缝宽受限;平行于层理的裂缝多沿砂-泥纹层界面等力学薄弱带发育;钙泥递变型组合因低脆性矿物含量难以形成有效裂缝系统(图 9-G~I)。

3.4 构造变形与断裂

研究区处于四川盆地西南部低缓构造带和平缓构造带,筇竹寺组受构造活动影响相对较弱,构造幅度小(图 11-A)。区内主要褶皱与断裂形成于喜马拉雅运动早幕,发育近 NW 向、近 EW 和 NE 向断裂,断距一般不超过 100 m,延伸长度 2~20 km。构造主体部位发育正断层,部分断至二叠系并反转为逆断层。川西南地区主要构造为低缓、平缓褶皱带,整体构造变化小而趋于平缓,区域内部发育有夹持构造和背斜构造,构造性质影响裂缝的发育类型和程度。槽外 JY-A 井、JS-B 井位于背斜构造区内近夹持构造区边缘,天然裂缝较为发育,原因在于背斜核部地层变形较大,变形曲率较大,是研究区内有利的裂缝发育部位(图 11-B)。此外,沿断裂 NE 和 NW 方向曲率变化明显,而远离断裂位置曲率变化较小,裂缝发育程度因此也会受到影响。川东龙马溪组在构造演化阶段以盖层滑脱变形为主,构造幅度和曲率变化大,裂缝发育程度高。受晚期构造活动影响,部分断层呈现左旋走滑特征,走滑性质明显,裂缝相对更加发育,且断层对裂缝控制影响范围大(600 m)(郭旭升等, 2016)。相较之下,研究区高陡走滑断层及正反转断层对裂缝的控制范围局限在 30 m 以内,相比龙马溪组页岩逆冲断层控制裂缝发育范围要小很多(图 11-C);区内构造作用影响较弱,裂缝发育更密集的区域在构造曲率 0.04 以上,曲率对裂缝的控制影响不明显(图 11-D)。

4 天然裂缝对筇竹寺组页岩气富集高产的影响

4.1 宏、微观裂缝对天然气富集与保存条件影响

页岩储层的孔隙结构是影响页岩气富集的重要因素,裂缝孔隙具有较大的孔体积和较小的比表面积,有利于页岩油气的储集(张金川等, 2021)。槽外地区 JS-B 井和槽内地区 Z-A 井平均现场含气量分别为 $0.41 \text{ m}^3/\text{t}$ 和 $1.78 \text{ m}^3/\text{t}$ 。由裂缝线密度和含气量关系图可知,一般情况下,微观裂缝发育程度越密集,在此影响下中孔和宏孔体

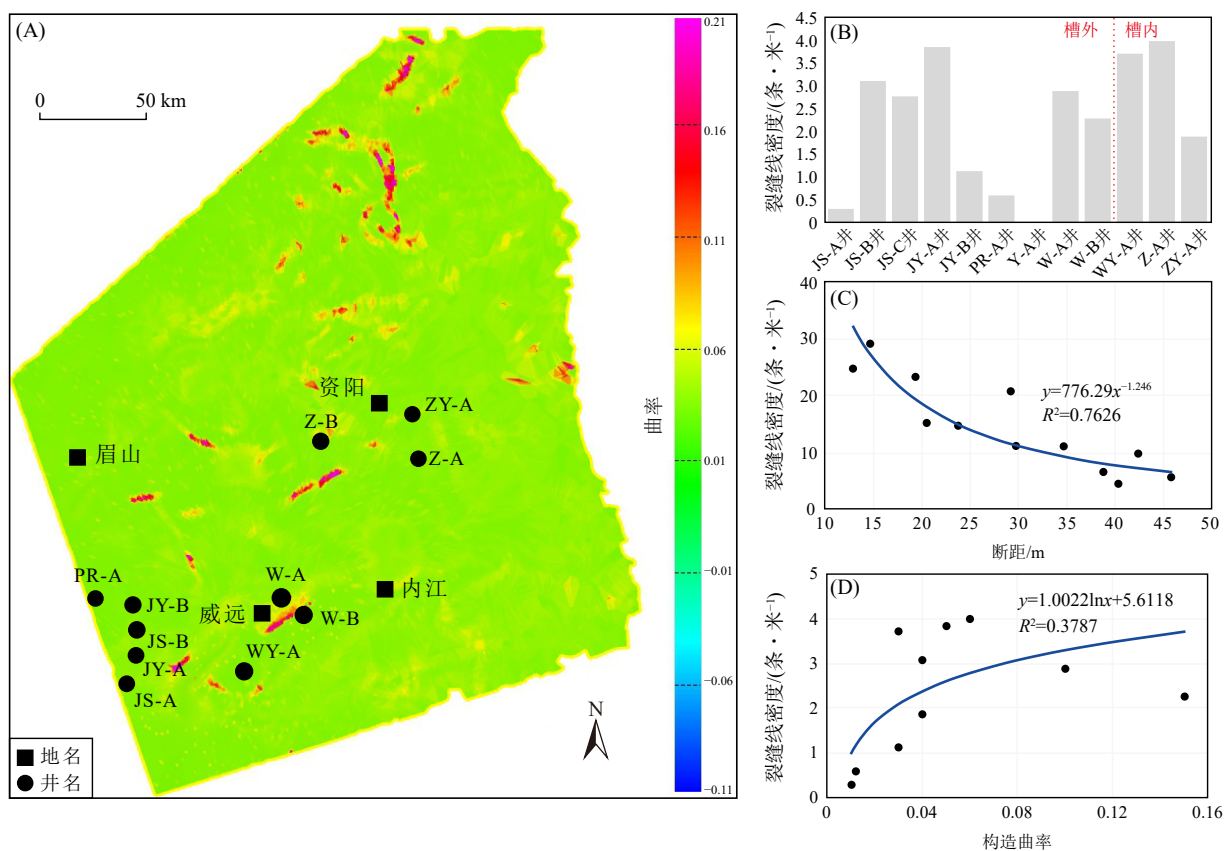


图 11 地层曲率图、槽内外地区裂缝发育密度图及断距、曲率与裂缝发育关系图

Fig. 11 Stratigraphic curvature map, density map of fracture development inside and outside the trough, and relationship map between fault distance, curvature, and fracture development

(A) 槽外地区裂缝曲率相干图; (B) 槽内外地区裂缝发育密度图; (C) 断距与裂缝发育关系图;

(D) 曲率与裂缝发育关系图

积就越大,提供吸附气赋存的微孔介质变少,页岩气中游离气的占比会增高(图 12-A)。筇竹寺组页岩储层天然裂缝分布规律和特征显示,不同成因类型天然裂缝对油气富集和保存的影响各不相同。其中流体超压缝的发育尺度和规模较小,通常被方解石、黄铁矿和沥青等充填,对含气性的影响相对较小。对页岩气富集和保存影响较大的天然裂缝主要为构造裂缝、层理缝和微裂缝。研究区内张性缝、层理缝较为发育,由于其不具备沟通上下层系的特点,且本身具有一定的沟通性和方向性,有利于提高油气渗流能力(游利军等, 2020);微裂缝的发育促使吸附气解吸,同时也为游离气提供了充足的赋存空间,是良好的油气储集空间类型。这些裂缝在页岩储层内部共同造就了错综复杂的宏、微观孔缝系统,既可以有效改善页岩气藏的孔渗条件,又可对页岩气储层的体积压裂改造和页岩气的增产起到积极有利的作用(Ougier-Simonin et al., 2016)。

川南筇竹寺组页岩储层顶板主要由致密砂岩、泥页岩及泥灰岩构成,在槽内相对厚度较大,斜坡地区西北部厚度最薄。这套储层顶板具有较高的泊松比和较低弹性模量,相比产层段不易产生裂缝,对页岩气的保存具有积极的影响(图 12-C)。而底板以麦地坪组凝灰岩、硅质页岩及灯影组白云岩为主,受后期构造影响,底板穿层剪切裂缝发育,含气量降低(图 12-B、C)。在剪切作用影响下,页岩储层微孔含量降低,使得吸附气的赋存空间减少,同时也让有机质-矿物复合孔增多,促进吸附态气体转化为游离态气体,在穿层剪切缝附近的游离态气体通过裂缝向其他层位逸散(俞雨溪等, 2020)。底板穿层剪切缝与产层贯通形成垂向运移通道,致使游离气沿裂缝向下伏地层逸散,对页岩气的保存有不利影响。研究显示,川南筇竹寺组断裂密集的区域,底板穿层剪切缝发育规模越大,页岩气逸散程度越高。受构造影响,槽外地区整体以较有利-有

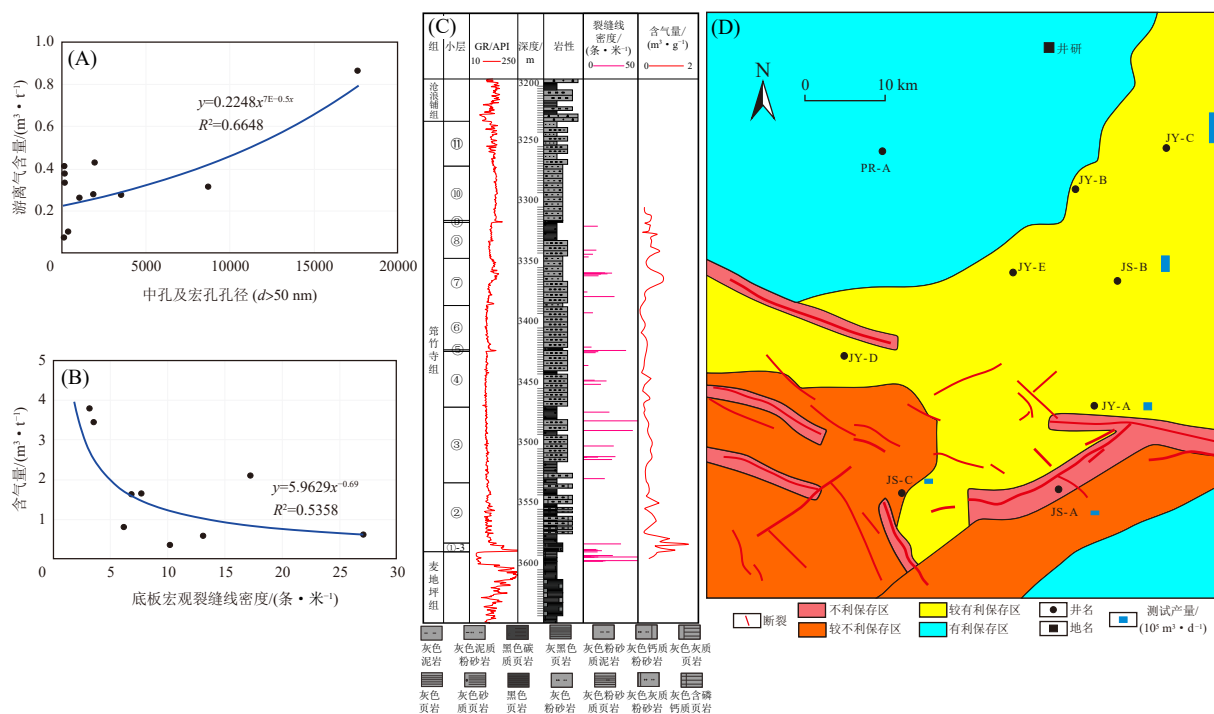


图 12 川南筇竹寺裂缝、断裂发育程度对含气性影响关系图

Fig. 12 Impact relationship diagram of fractures and fault development degree on gas content in the Qiongzhusi Formation in southern Sichuan

(A) 中孔-宏孔孔径对游离气含量的影响; (B) 筇竹寺组底板裂缝发育程度对含气性影响关系图; (C) 槽外 JS-B 井裂缝与含气量单井柱状图; (D) 川南井研地区⑥~⑧号层页岩气保存有利区分级评价图

利保存区为主, 页岩气保存条件较好, 而多期活动的 NWW 向和 NEE 向二级断层影响区、东南部陡斜坡区及西南部铁山背斜区保存条件相对较差(图 12-D)。

4.2 天然裂缝特征对页岩储层改造影响

天然裂缝特征影响油气产出效果, 注水压裂技术可以使天然裂缝开启、延伸和扩展, 与人工缝连通形成复杂的缝网系统, 增加页岩储层的渗透率, 以便于更好地产出油气。本文选取研究区 JS-B 井和 Z-A 井的产层段作为研究对象, 通过注水压裂改造天然裂缝的启闭特征模拟, 分析裂缝启闭性对页岩气产出的影响。从模拟结果可见, 在未施加注水压力的情况下, JS-B 井和 Z-A 井的天然裂缝均为闭合状态, 天然气难以通过裂缝流出。随着注水压裂的进行, 高压流体通过人工裂缝逐渐注入到天然裂缝中, 孔隙压力逐渐增大, 当注水压力达到裂缝启闭极限平衡状态时, 应力莫尔圆与注水压力临界线相切, 切点即为裂缝在当前地应力环境下要达到开启状态时所需要的附加注水压力的最小值。当注水压力继续增大时, 莫尔圆与应力包络线相割, 更多天然裂

缝开始转为开启状态(图 13-A)。如图 13-B 所示, 当注水压力施加到 15.0 kPa/hm 时, JS-B 井开始出现开启裂缝, 此裂缝角度近 90°, 走向与最大主应力方向差距最大; 当注水压力达到工程上限值 20.5 kPa/hm 时, 20.4% 的天然裂缝开启, 此部分裂缝均为高角度-垂直裂缝, 走向与最大主应力方向之间的夹角小于 60°, 有效性较差。Z-A 井产层段裂缝走向以 NWW 为主, 角度为 60°以上。Z-A 井在注水压裂作用下出现第一条开启裂缝所需要的压力梯度为 6.4 kPa/hm, 远低于 JS-B 井; 当注水压力达到 13.0 kPa/hm 时, 88.37% 的天然裂缝被开启激活, 裂缝有效性较优。利用页岩气区块压裂监测经验参数计算得出 Z-A 井总储层改造体积(SRV)约 $22 \times 10^7 \text{ m}^3$, JS-B 井总 SRV 约 $2.6 \times 10^7 \text{ m}^3$, 符合模拟结果(图 13-C)。压裂模拟和微地震监测结果表明, 在注水压裂作用下研究区内天然裂缝倾角大于 60°、NEE-NWW 向裂缝和与现今地应力方向夹角小于 30°的剪切缝与张扭缝更易激活, 通过与水力压裂缝交互形成缝网, 明显提升页岩气产能贡献率。

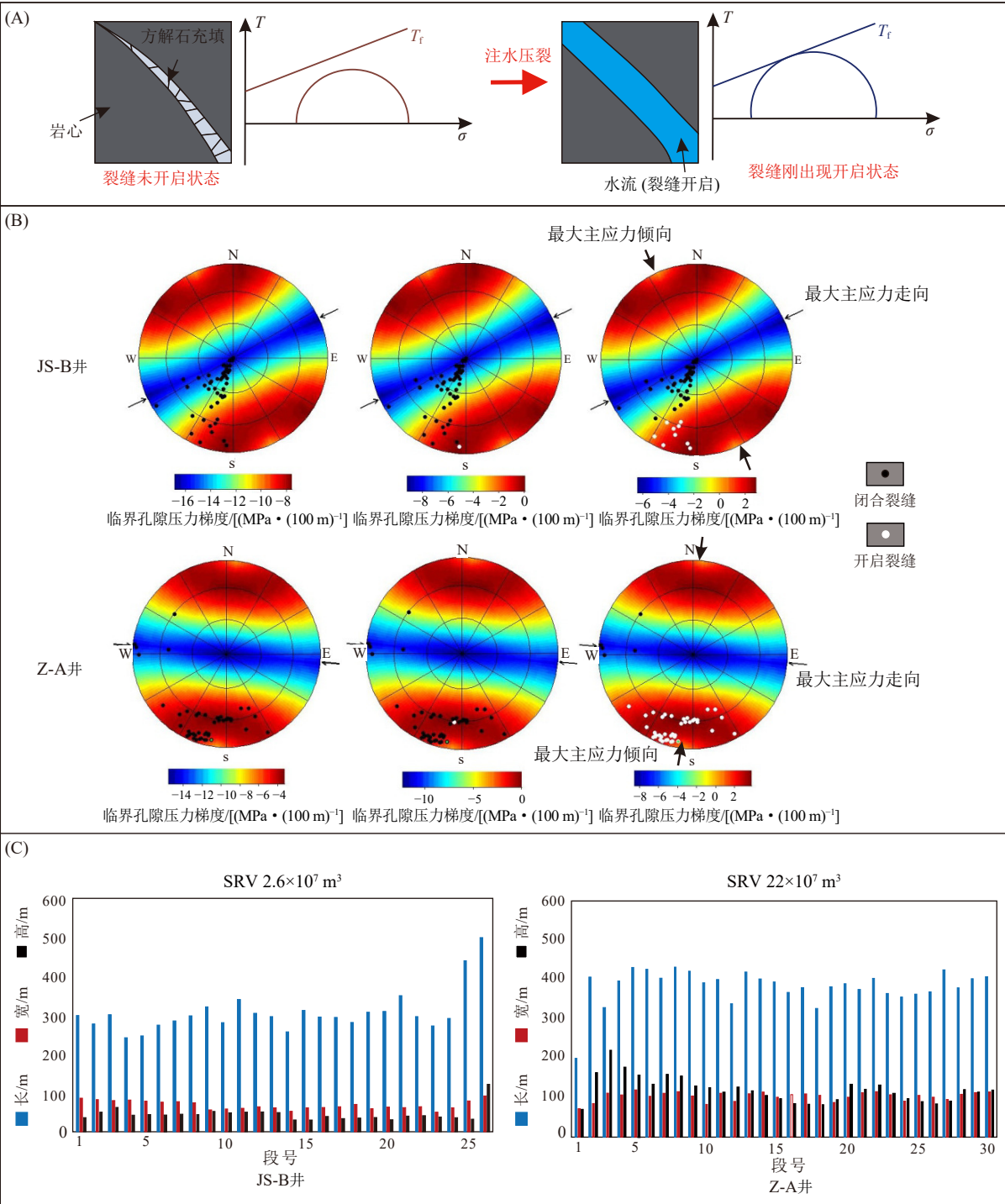


图 13 天然裂缝产状特征对裂缝启滑性和改造体积的影响图

Fig. 13 The influence of natural fracture occurrence characteristics on fracture initiation and transformation volume

(A)摩尔库仑剪切破坏原理示意图;(B)注水压裂天然裂缝启闭模拟结果图;(C)JS-B井和Z-A井微地震监测改造体积对比图

注: σ 表示的是正应力; T 表示的是剪应力; T_f 表示的是抗剪强度包络线。

5 结论

(1)研究区宏观天然裂缝划分为剪切缝、张

性缝、张扭缝、层理缝和流体超压缝;微裂缝分为粒(间)缘缝、粒内缝和有机质内微裂缝。宏观天然裂缝主要发育2组构造裂缝组系,一组为

高角度 NW、NWW 共轭剪切裂缝,另一组为斜交 NE 向派生张性缝或扭张裂缝组系,而微裂缝主要以粒间缝和粒内缝为主。

(2)川南筇竹寺组页岩储层天然裂缝发育受矿物组成、TOC 含量、岩相、纹层及构造因素等控制,槽内脆性矿物含量略高于槽外, $w(\text{TOC})$ 和裂缝线密度呈负相关;裂缝主要发育于粉砂质页岩段,黄铁矿纹层和凝灰岩纹层影响裂缝纵向延伸;局部构造变形整体对筇竹寺组裂缝发育控制不明显。

(3)研究区张性缝、层理缝和层内微裂缝发育有利于页岩气富集,底板穿层剪切缝发育制约页岩气的富集。施工时,倾角大于 60° 、NEE-NWW 向裂缝和与现今地应力方向夹角小于 30° 的剪切缝和张扭缝,压裂后更易激活,容易与层理缝交互形成高窄缝长的体积缝网,沟通更多含气层,形成高产。

利益冲突声明: 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

作者贡献声明: 蒋睿参与论文构思、数据分析、研究方法和论文写作及修改;何建华参与研究设计和论文审核;熊亮和邓虎成参与实验设计;邓明全、李丹、徐浩、解馨慧、马若龙和李勇完成实验操作。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

[参 考 文 献]

- 陈丽清, 吴娟, 何一凡, 等, 2023. 四川盆地绵阳—长宁拉张槽中段下寒武统筇竹寺组页岩裂缝脉体特征及古流体活动过程[J]. 地质科技通报, 42(3): 142—152.
- Chen L Q, Wu J, He Y F, et al., 2023. Fracture vein characteristics and paleofluid activities in the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in the central portion of the Mianyang-Changning intracratonic Sag, Sichuan Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 42(3): 142—152. (in Chinese)
- 程青松, 石阳志, 章超, 等, 2023. 滇黔北地区下寒武统热水沉积烃源岩发育特征[J]. 海相油气地质, 28(1): 55—64.
- Cheng Q S, Shi Y Z, Zhang C, et al., 2023. Characteristics of the Lower Cambrian hydrothermal sedimentary source rocks in northern Yunnan and Guizhou[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 28(1): 55—64. (in Chinese)
- 丁文龙, 许长春, 久凯, 等, 2011. 泥页岩裂缝研究进展[J]. 地球科学进展, 26(2): 135—144.
- Ding W L, Xu C C, Jiu K, et al., 2011. The research progress of shale fractures[J]. Advances in Earth Science, 26(2): 135—144. (in Chinese)
- 董大忠, 梁峰, 管全中, 等, 2022. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气优质储层发育模式及识别评价技术[J]. 天然气工业, 42(8): 96—111.
- Dong D Z, Liang F, Guan Q Z, et al., 2022. Development model and identification evaluation technology of Wufeng-Longmaxi Formation quality shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 42(8): 96—111. (in Chinese)
- 董大忠, 施振生, 孙莎莎, 等, 2018. 黑色页岩微裂缝发育控制因素——以长宁双河剖面五峰组—龙马溪组为例[J]. 石油勘探与开发, 45(5): 763—774.
- Dong D Z, Shi Z S, Sun S S, et al., 2018. Factors controlling microfractures in black shale: a case study of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Shuanghe Profile, Changning area, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 45(5): 763—774. (in Chinese)
- 高和群, 高玉巧, 何希鹏, 等, 2024. 苏北盆地古近系阜宁组二段页岩油储层岩石力学特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 45(2): 502—515.
- Gao H Q, Gao Y Q, He X P, et al., 2024. Rock mechanical properties and controlling factors for shale oil reservoirs in the second member of the Paleogene Funing Formation, Subei Basin[J]. Oil & Gas Geology, 45(2): 502—515. (in Chinese)
- 郭彤楼, 邓虎成, 赵爽, 等, 2025. 四川盆地寒武系筇竹寺组新类型页岩气形成机理与勘探突破[J]. 石油勘探与开发, 52(1): 57—69.
- Guo T L, Deng H C, Zhao S, et al., 2025. Formation mechanisms and exploration breakthroughs of new type of shale gas in Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 52(1): 57—69. (in Chinese)
- 郭旭升, 2019. 四川盆地涪陵平桥页岩气田五峰组—龙马溪组页岩气富集主控因素[J]. 天然气地球科学, 30(1): 1—10.
- Guo X S, 2019. Controlling factors on shale gas accumulations of Wufeng-Longmaxi Formations in Pingqiao shale gas field in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 30(1): 1—10. (in Chinese)
- 郭旭升, 胡东风, 魏祥峰, 等, 2016. 四川盆地焦石坝地区页岩裂缝发育主控因素及对产能的影响[J]. 石油与天然气地质, 37(6): 799—808.
- Guo X S, Hu D F, Wei X F, et al., 2016. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 37(6): 799—808. (in Chinese)

- 郭旭升,胡东风,文治东,等,2014.四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组-龙马溪组为例[J].中国地质,41(3):893—901.
- Guo X S, Hu D F, Wen Z D, et al., 2014. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiaba area[J]. Geology in China, 41(3): 893—901. (in Chinese)
- 何骁,梁峰,李海,等,2024.四川盆地寒武统筇竹寺组海相页岩气高产井突破与富集模式[J].中国石油勘探,29(1):142—155.
- He X, Liang F, Li H, et al., 2024. Breakthrough and enrichment mode of marine shale gas in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in high-yield wells in Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 29(1): 142—155. (in Chinese)
- 姜华,李文正,黄士鹏,等,2022.四川盆地震旦系灯影组跨重大构造期油气成藏过程与成藏模式[J].天然气工业,42(5):11—23.
- Jiang H, Li W Z, Huang S P, et al., 2022. Process and model of hydrocarbon accumulation spanning major tectonic phases of Sinian Dengying Formation in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 42(5): 11—23. (in Chinese)
- 李维,雷治安,陈维铭,等,2024.渝西五峰组-龙马溪组深层页岩沉积相与岩相分布特征[J].特种油气藏,31(3):37—44.
- Li W, Lei Z A, Chen W M, et al., 2024. Characteristics of sedimentary facies and lithofacies distribution of deep shale of Wufeng Formation-Longmaxi Formation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 31(3): 37—44. (in Chinese)
- 李勇,何建华,邓虎成,等,2024.深层页岩储层天然裂缝连通性表征及力学有效性分析——以川东南盆缘丁山-东溪地区五峰组-龙马溪组为例[J].天然气地球科学,35(2):230—244.
- Li Y, He J H, Deng H C, et al., 2024. Analysis of connectivity characterization and mechanical effectiveness of natural fracture in deep shale reservoirs: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formations in the Dingshan-Dongxi area, southeastern margin of Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 35(2): 230—244. (in Chinese)
- 梁峰,吴伟,张琴,等,2024.四川盆地南部寒武统筇竹寺组页岩孔隙结构特征与页岩气赋存模式[J].天然气工业,44(3):131—142.
- Liang F, Wu W, Zhang Q, et al., 2024. Shale pore structure characteristics and shale gas occurrence pattern of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 44(3): 131—142. (in Chinese)
- 刘敬寿,丁文龙,肖子亢,等,2019.储层裂缝综合表征与预测研究进展[J].地球物理学进展,34(6):2283—2300.
- Liu J S, Ding W L, Xiao Z K, et al., 2019. Advances in comprehensive characterization and prediction of reservoir fractures[J]. Progress in Geophysics, 34(6): 2283—2300. (in Chinese)
- 刘文慧,马啸,户瑞宁,等,2024.海陆相页岩孔隙结构对比研究——以龙马溪组和芦草沟组为例[J].非常规油气,11(3):35—48.
- Liu W H, Ma X, Hu R N, et al., 2024. Comparative study on pore structure of marine and terrestrial shales: a case study of Longmaxi Formation and Lucaogou Formation[J]. Unconventional Oil & Gas, 11(3): 35—48. (in Chinese)
- 苗凤彬,彭中勤,汪宗欣,等,2020.雪峰隆起西缘下寒武统牛蹄塘组页岩裂缝发育特征及主控因素[J].地质科技通报,39(2):31—42.
- Miao F B, Peng Z Q, Wang Z X, et al., 2020. Development characteristics and major controlling factors of shale fractures in the Lower Cambrian Niutitang Formation, western margin of Xuefeng Uplift[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 39(2): 31—42. (in Chinese)
- 闵华军,张廷山,李季林,等,2025.黑色页岩中微纳米石英成因及其沉积环境指示意义——以上扬子西南缘筇竹寺组黑色页岩为例[J].沉积学报,43(1):335—348.
- Min H J, Zhang T S, Li J L, et al., 2025. Origin of micro-nano quartz in black shale and its implication for sedimentary environment: a case study of the Qiongzhusi Formation in the southwest Upper Yangtze Platform[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 43(1): 335—348. (in Chinese)
- 乔辉,张永贵,聂海宽,等,2024.页岩储层多尺度天然裂缝表征与三维地质建模:以四川盆地平桥构造带五峰组-龙马溪组页岩为例[J].地学前缘,31(5):89—102.
- Qiao H, Zhang Y G, Nie H K, et al., 2024. Characterization and 3D modeling of multiscale natural fractures in shale gas reservoir: a case study in the Pingqiao structural belt, Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 31(5): 89—102. (in Chinese)
- 孙川翔,聂海宽,刘光祥,等,2019.石英矿物类型及其对页岩气富集开采的控制:以四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组为例[J].地球科学,44(11):3692—3704.
- Sun C X, Nie H K, Liu G X, et al., 2019. Quartz type and its control on shale gas enrichment and production: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formations in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China[J]. Earth Science, 44(11): 3692—3704. (in Chinese)
- 汤良杰,崔敏,2011.中上扬子区关键构造变革期、构造变形样式与油气保存[J].石油实验地质,33(1):12—16.
- Tang L J, Cui M, 2011. Key tectonic changes, deformation styles and hydrocarbon preservations in Middle-Upper Yangtze

- region[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 33(1): 12—16. (in Chinese)
- 戴小河, 2024. 四川盆地深层页岩气勘探获重大突破[N]. 新华每日电讯, 2024-04-12(3).
- 田鹤, 曾联波, 徐翔, 等, 2020. 四川盆地涪陵地区海相页岩天然裂缝特征及对页岩气的影响[J]. *石油与天然气地质*, 41(3): 474—483.
- Tian H, Zeng L B, Xu X, et al., 2020. Characteristics of natural fractures in marine shale in Fuling area, Sichuan Basin, and their influence on shale gas[J]. *Oil & Gas Geology*, 41(3): 474—483. (in Chinese)
- 佟恺林, 周安富, 罗强, 等, 2024. 四川盆地泸州中部地区龙马溪组构造裂缝期次及演化模式[J]. *东北石油大学学报*, 48(5): 17—26.
- Tong K L, Zhou A F, Luo Q, et al., 2024. Tectonic fracture stages and evolution model of Longmaxi Formation in Central Luzhou area, Sichuan Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 48(5): 17—26. (in Chinese)
- 汪虎, 何治亮, 张永贵, 等, 2019. 四川盆地海相页岩储层微裂缝类型及其对储层物性影响[J]. *石油与天然气地质*, 40(1): 41—49.
- Wang H, He Z L, Zhang Y G, et al., 2019. Microfracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir property[J]. *Oil & Gas Geology*, 40(1): 41—49. (in Chinese)
- 王同, 熊亮, 董晓霞, 等, 2021. 川南地区筇竹寺组新层系页岩储层特征[J]. *油气藏评价与开发*, 11(3): 443—451.
- Wang T, Xiong L, Dong X X, et al., 2021. Characteristics of shale reservoir in new strata of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 11(3): 443—451. (in Chinese)
- 吴冬, 邓虎成, 熊亮, 等, 2023. 四川盆地及其周缘下寒武统麦地坪组—筇竹寺组层序充填和演化模式[J]. *石油与天然气地质*, 44(3): 764—777.
- Wu D, Deng H C, Xiong L, et al., 2023. Sequence filling and evolutionary model of the Lower Cambrian Maidiping-Qiongzhusi formations in Sichuan Basin and on its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 44(3): 764—777. (in Chinese)
- 熊亮, 董晓霞, 魏力民, 等, 2024. 川西南井研—犍为地区筇竹寺组沉积古环境与有机质富集机制[J]. *天然气地球科学*, 35(12): 2091—2105.
- Xiong L, Dong X X, Wei L M, et al., 2024. Sedimentary paleoenvironment and organic matter enrichment mechanism of the Qiongzhusi Formation in Jingyan-Qianwei area, southwest Sichuan[J]. *Natural Gas Geoscience*, 35(12): 2091—2105. (in Chinese)
- 杨东兴, 2018. 东濮凹陷泥页岩油气藏裂缝发育主控因素分析[J]. *石油地质与工程*, 32(3): 45—47.
- 杨帆, 胡焯, 罗开平, 等, 2019. 中国中西部地区关键构造变革期次及变形特征[J]. *石油实验地质*, 41(4): 475—481.
- Yang F, Hu Y, Luo K P, et al., 2019. Tectonic evolution stages and deformation characteristics in central and western China[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 41(4): 475—481. (in Chinese)
- 杨洪志, 赵圣贤, 刘勇, 等, 2019. 泸州区块深层页岩气富集高产主控因素[J]. *天然气工业*, 39(11): 55—63.
- Yang H Z, Zhao S X, Liu Y, et al., 2019. Main controlling factors of enrichment and high-yield of deep shale gas in the Luzhou Block, southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 39(11): 55—63. (in Chinese)
- 杨学锋, 张成林, 赵圣贤, 等, 2025. 川南地区筇竹寺组页岩气藏特征及勘探启示[J]. *天然气地球科学*, 36(1): 13—24.
- Yang X F, Zhang C L, Zhao S X, et al., 2025. Characteristics of shale gas reservoir and enlightenment of exploration in Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 36(1): 13—24. (in Chinese)
- 游利军, 李鑫磊, 康毅力, 等, 2020. 富有机质页岩储层热刺激致裂增渗的有利条件[J]. *天然气地球科学*, 31(3): 325—334.
- You L J, Li X L, Kang Y L, et al., 2020. Advantages of thermal stimulation to induce shale cracking after hydraulic fracturing over organic-rich shale reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 31(3): 325—334. (in Chinese)
- 俞雨溪, 王宗秀, 冯兴强, 等, 2020. 剪切作用对页岩有机质孔发育特征和吸附能力的影响[J]. *地质力学学报*, 26(6): 830—839.
- Yu Y X, Wang Z X, Feng X Q, et al., 2020. Effect of shear on the development and adsorption capacity of organic pores in shale[J]. *Journal of Geomechanics*, 26(6): 830—839. (in Chinese)
- 袁钰轩, 李一凡, 樊太亮, 等, 2023. 川西南地区下寒武统细粒沉积岩高精度层序地层特征及其充填演化模式[J]. *地学前缘*, 30(6): 162—180.
- Yuan Y X, Li Y F, Fan T L, et al., 2023. High-resolution sequence-stratigraphic characteristics and filling evolution model of Lower Cambrian fine-grained sedimentary rocks in southwestern Sichuan[J]. *Earth Science Frontiers*, 30(6): 162—180. (in Chinese)
- 张金川, 刘树根, 魏晓亮, 等, 2021. 页岩含气量评价方法[J]. *石油与天然气地质*, 42(1): 28—40.
- Zhang J C, Liu S G, Wei X L, et al., 2021. Evaluation of gas content in shale[J]. *Oil & Gas Geology*, 42(1): 28—40. (in Chinese)
- 赵圣贤, 李博, 陈鑫, 等, 2024. 川南天宫堂构造带五峰组—龙马溪组页岩不同纹层内部结构差异及其控制机理[J]. *地学前缘*, 31(5): 75—88.
- Zhao S X, Li B, Chen X, et al., 2024. Structural differences of

- shale laminae and their controlling mechanisms in the Wufeng-Longmaxi Formations in Tiangongtang, southwestern Sichuan[J]. *Earth Science Frontiers*, 31(5): 75—88. (in Chinese)
- 赵圣贤,夏自强,李海,等,2025.页岩储层天然裂缝定量评价及发育主控因素——以泸州地区五峰组-龙马溪组深层页岩为例[J]. *沉积学报*, 43(1): 212—225.
- Zhao S X, Xia Z Q, Li H, et al., 2025. Quantitative evaluation and main controlling factors of natural fractures in a shale reservoir: a case study of the deep shale of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Luzhou[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 43(1): 212—225. (in Chinese)
- 赵文智,李建忠,杨涛,等,2016.中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. *石油勘探与开发*, 43(4): 499—510.
- Zhao W Z, Li J Z, Yang T, et al., 2016. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 43(4): 499—510. (in Chinese)
- 周桦,董晓霞,魏力民,等,2023.井研一缝为地区筇竹寺组粉砂质页岩储层特征[J]. *天然气技术与经济*, 17(2): 23—31.
- Zhou H, Dong X X, Wei L M, et al., 2023. Characteristics on silty shale reservoirs of Qiongzhusi Formation, Jingyan-Qianwei area[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 17(2): 23—31. (in Chinese)
- Ameen M S, 2016. Fracture modes in the Silurian Qusaiba Shale Play, northern Saudi Arabia and their geomechanical implications[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 78: 312—355.
- Ibrahim M I M, Hariri M M, Abdullatif O M, et al., 2017. Fractures system within Qusaiba shale outcrop and its relationship to the lithological properties, Qasim area, Central Saudi Arabia[J]. *Journal of African Earth Sciences*, 133: 104—122.
- Li B, Zhao S X, Liu Y Y, et al., 2024. Fracture features and fault influence on gas accumulation in the Longmaxi Formation in Changning block, southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry B*, 11(5): 482—495.
- Ma S J, Zeng L B, Gasparrini M, et al., 2024. Natural fractures and their attributes in organic-rich shales: insights from the Paleozoic Wufeng-Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin[J]. *Journal of Structural Geology*, 185: 105197.
- Ougier-Simonin A, Renard F, Boehm C, et al., 2016. Microfracturing and microporosity in shales[J]. *Earth-Science Reviews*, 162: 198—226.
- Wang R Y, Ding W L, Zhang Y Q, et al., 2016. Analysis of developmental characteristics and dominant factors of fractures in Lower Cambrian marine shale reservoirs: a case study of Niutitang Formation in Cen'gong block, Southern China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 138: 31—49.