

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.190>



富有机质页岩天然裂缝研究进展

曾联波^{1,2}, 马诗杰¹, 田鹤¹, 薛萌¹, 刘国平^{2,1}, 吕文雅^{1,2}

1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

2. 北京大学能源研究院, 北京 100871

摘要: 天然裂缝是富有机质页岩油气储层的重要储集空间和主要渗流通道, 影响页岩油气的富集、保存、单井产能及开发效果, 天然裂缝发育规律研究对富有机质页岩油气勘探开发具有重要意义。本文在调研近年来海相和陆相富有机质页岩裂缝研究成果的基础上, 综述了富有机质页岩天然裂缝的成因类型、发育特征、主控因素以及评价与预测方法等方面取得的最新进展, 讨论了富有机质页岩天然裂缝今后重点研究方向。富有机质页岩天然裂缝分为构造裂缝、成岩裂缝和异常高压裂缝3大类6小类, 其中层内张开裂缝、穿层剪切裂缝、顺层剪切裂缝和水平层理缝是其主要的裂缝类型。页岩构造裂缝的发育程度主要受脆性矿物含量、有机质含量、高脆性页岩层厚度、构造、地层倾角和流体压力等因素的控制, 页岩水平层理缝的形成与发育程度主要受有机质含量、纹层类型、纹层数量、纹层厚度及后期构造抬升等因素的影响。由于陆相页岩与海相页岩的沉积环境不同导致的矿物组分、岩相变化及有机质热演化程度等方面的差异, 使得陆相页岩与海相页岩裂缝的发育特征明显不同。与海相页岩裂缝相比, 通常陆相页岩裂缝的分布型式更复杂, 构造裂缝规模更小, 穿层剪切裂缝和顺层剪切裂缝的发育程度低。页岩裂缝的评价与预测目前主要借助于已有的常规低渗透致密储层构造裂缝研究方法开展, 如何针对页岩裂缝规模小和水平层理缝发育的特点, 将地质、地球物理和机器学习相结合, 形成适合不同尺度和不同类型页岩裂缝的分类评价与预测方法, 对提高页岩裂缝的评价预测精度和更好地指导油气开发至关重要。深层富有机质页岩裂缝的发育规律、天然裂缝对水力压裂缝的影响以及综合多尺度、多产状和多成因页岩裂缝的复杂缝网系统三维地质建模, 也将是今后页岩裂缝研究需要解决的重要问题。

关键词: 构造裂缝; 层理缝; 发育特征; 主控因素; 海相页岩; 陆相页岩; 石油地质学。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2023)07-2427-16

收稿日期: 2021-12-31

Research Progress of Natural Fractures in Organic Rich Shale

Zeng Lianbo^{1,2}, Ma Shijie¹, Tian He¹, Xue Meng¹, Liu Guoping^{2,1}, Lü Wenya^{1,2}

1. School of Earth Sciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

2. Institute of Energy, Peking University, Beijing 100871, China

Abstract: Natural fracture is an important reservoir space and main seepage channel of organic rich shale oil and gas reservoir, which affects the enrichment, preservation, single well productivity and development effect of shale oil and gas. The research on the development law of natural fracture is of great significance to the exploration and development of organic rich shale oil and gas. Based on the research results of marine and continental organic rich shale fractures in recent years, this paper summarizes the latest progress in the genetic types, development characteristics, main control factors, evaluation and prediction methods of organic rich shale natural fractures, and finally discusses the key research directions of organic rich shale natural fractures in the future. The

基金项目: 国家自然科学基金项目 (Nos. 42090020, U1663203)。

作者简介: 曾联波 (1967—), 男, 博士, 教授, 主要从事复杂油气储层形成机理与分布预测研究。ORCID: 0000-0002-6470-8206. E-mail: lbzeng@sina.com

引用格式: 曾联波, 马诗杰, 田鹤, 薛萌, 刘国平, 吕文雅, 2023. 富有机质页岩天然裂缝研究进展. 地球科学, 48(7): 2427-2442.

Citation: Zeng Lianbo, Ma Shijie, Tian He, Xue Meng, Liu Guoping, Lü Wenya, 2023. Research Progress of Natural Fractures in Organic Rich Shale. *Earth Science*, 48(7): 2427-2442.

natural fractures of organic rich shale can be divided into three categories and six sub categories: tectonic fractures, diagenetic fractures and abnormally high-pressure-related fractures. The main fracture types are intraformational open fractures, transformational shear fractures, bed-parallel shear fractures and bed-parallel lamellated fractures. The development degree of shale tectonic fractures is mainly controlled by brittle mineral content, organic matter content, high brittle shale layer thickness, structure, formation dip angle and fluid pressure. The formation and development of bed-parallel lamellated fractures are mainly affected by organic matter content, lamina type, lamina number, lamina thickness and later tectonic uplift. Due to the differences in mineral composition, lithofacies changes and thermal evolution of organic matter caused by different sedimentary environments between continental shale and marine shale, the development characteristics of fractures between continental shale and marine shale are obviously different. Compared with marine shale fractures, the distribution pattern of continental shale fractures is more complex, the scale of tectonic fractures is smaller, and the development degree of cross layer shear fractures and bedding shear fractures is low. At present, the evaluation and prediction of shale fractures are mainly carried out with the help of the existing conventional research methods of tectonic fractures in low-permeability tight reservoirs. How to combine geology, geophysics and machine learning to form a classification evaluation and prediction method suitable for different scales and types of shale fractures according to the characteristics of small scale of shale fractures and development of bed-parallel lamellated fractures, It is very important to improve the evaluation and prediction accuracy of shale fractures and better guide oil and gas development. The development law of deep organic rich shale fractures, the influence of natural fractures on hydraulic fracturing fractures, and the three-dimensional geological modeling of complex fracture network system integrating multi-scale, multi occurrence and multi Genesis shale fractures will also be important problems to be solved in the research of shale fractures in the future.

Key words: tectonic fracture; bed-parallel lamellated fracture; developmental characteristic; main control factor; marine shale; continental shale; petroleum geology.

0 引言

页岩油气作为全球油气产量增长的重要部分,其大规模商业化开发改变了全球能源供给结构(赵文智等,2020a;邹才能等,2020).美国“页岩油气革命”更是使其由能源进口国变为能源出口国.我国拥有丰富的页岩油气资源,在西北、华北-东北、青藏以及南方4大区域的含油气盆地广泛发育陆相页岩、海相页岩以及海陆过渡相页岩,是我国未来非常规油气勘探开发的重要领域和保障国家能源安全的“压舱石”(金之钧等,2016,2021;赵文智等,2020b;邹才能等,2021).

页岩储层具有低孔特低渗的特征,页岩中天然裂缝广泛发育,是页岩储层的重要储集空间和渗流通道,能够极大地改善页岩的储集和渗流能力,影响页岩油气的富集规律、保存条件、单井产能以及压裂改造等开发效果,是页岩油气开发需要考虑的重要地质因素(Gale *et al.*, 2014).早在1999年,曾联波等(1999)对泥页岩天然裂缝的成因、分布及其油气勘探开发意义进行了讨论.近年来,随着页岩油气的大规模勘探开发,国内外许多学者对富有机质页岩(尤其是海相页岩)天然裂缝的发育特征、形成机理、主控因素、评价预测方法、地应力分布以及裂缝对页岩油气富集和开发影响等方面开展了大

量研究(丁文龙等,2011;Gale *et al.*, 2014; 郭旭升等,2016;Zeng *et al.*, 2016;Teixeira *et al.*, 2017;田鹤等,2020;Tian *et al.*, 2021;Xu *et al.*, 2021),并取得了较大进展.及时总结近年来页岩裂缝研究取得的新成果和认识,对推动和完善储层裂缝研究的理论与技术方法体系、指导页岩油气勘探开发具有重要的理论和实践意义.

本文在充分调研近年来国内外海相和陆相富有机质页岩天然裂缝最新研究成果的基础上,梳理了富有机质页岩天然裂缝的成因类型、发育特征、主控因素以及评价与预测方法等方面的研究进展,对比分析了海相页岩和陆相页岩裂缝的差异性,并根据页岩油气开发的需要,讨论了富有机质页岩天然裂缝今后需要重点研究和解决的一些关键问题,以期在今后富有机质页岩天然裂缝研究和页岩油气勘探开发提供参考.

1 富有机质页岩天然裂缝发育特征

天然裂缝是指由于构造变形作用或物理成岩作用形成的、在岩石中天然存在的宏观不连续面状构造(Nelson, 1985).广义上,节理和断层都属于裂缝的范畴;狭义上,天然裂缝主

| 表 1 富有机质页岩天然裂缝类型与主要特征(Zeng <i>et al.</i> , 2016) | | | | | | |
|---|------|-----------|--------|----------------------------------|------------|--|
| Table 1 Types and main characteristics of natural fractures in organic rich shale (Zeng <i>et al.</i> , 2016) | | | | | | |
| 地质成因 | 力学成因 | 与层面关系 | 复合名称 | 主要特征 | 对页岩油气的作用 | |
| 构造裂缝 | 张裂缝 | 层内裂缝 | 层内张开裂缝 | 在高脆性页岩层内发育,与层面垂直,并终止于层面上,裂缝规模小 | 有利于页岩油气富集 | |
| | | 穿层裂缝 | 穿层剪切裂缝 | 与页岩层呈高角度相交,切穿页岩层,裂缝规模大 | 影响页岩油气保存条件 | |
| | 剪切裂缝 | 顺层裂缝 | 顺层剪切裂缝 | 顺层面分布,裂缝面具有擦痕甚至阶步,顺层滑动特征明显,裂缝规模大 | 影响页岩油气保存条件 | |
| 成岩裂缝 | 压溶裂缝 | 顺层裂缝 | 层理缝 | 顺页岩纹层发育,密度大,规模小,横向连通性差 | 有利于页岩油气富集 | |
| | 拉张裂缝 | 层内裂缝 | 收缩裂缝 | 延伸短,规模小,规律性差,通常被泥质等充填 | 对页岩油气的影响较小 | |
| 异常高压裂缝 | 拉张裂缝 | 顺层裂缝、层内裂缝 | 异常高压裂缝 | 产状变化大,宽度大,通常被有机质或垂直于裂缝面的纤维状矿物充填 | 对页岩油气的影响较小 | |

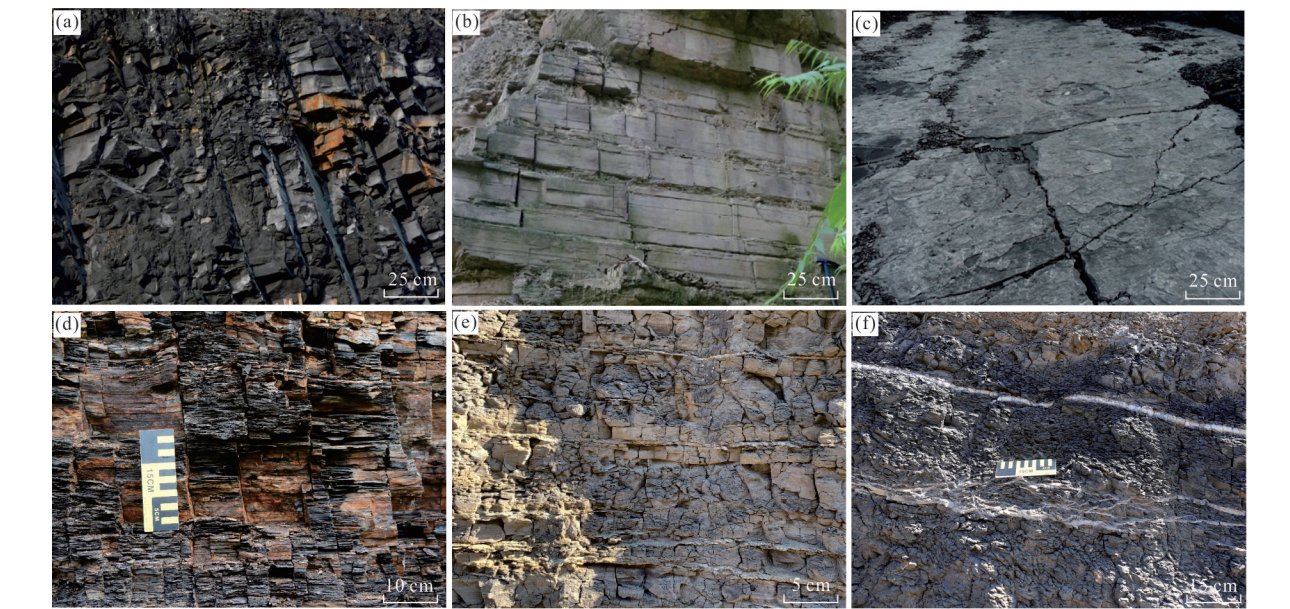


图 1 富有机质页岩地表露头天然裂缝特征

Fig.1 Characteristics of natural fractures in organic rich shale on outcrop scale

a. 穿层剪切裂缝,四川盆地郁山剖面龙马溪组(Zeng *et al.*, 2016);b. 层内张开裂缝,被限制在单一岩石力学层内,四川盆地兴文剖面龙马溪组(Zeng *et al.*, 2016);c. 顺层剪切裂缝,可见擦痕和阶步,四川盆地巴渝剖面龙马溪组(Zeng *et al.*, 2016);d. 穿层剪切裂缝,鄂尔多斯盆地宜君福地湖剖面延长组;e. 层内张裂缝呈等间距垂直于层面分布,水平层理缝被石膏或方解石充填,玛湖凹陷水渠剖面平地泉组;f. 顺层剪切裂缝,方解石充填,玛湖凹陷水渠剖面平地泉组

要指节理和目前无法用三维地震资料直接识别的微小尺度断层(曾联波,2008)。

富有机质页岩的形成地质条件,决定了页岩天然裂缝的成因类型。页岩裂缝的分类方案较多,大多数采用常规低渗透致密储层裂缝的标准,不适合于页岩裂缝的真实分布特征和进一步分类评价。根据地表露头、岩心、薄片和成像测井上页岩裂缝的发育特点、地质成因及其主控因素,并综合考虑裂缝形态、产状及力学性质,尤其考虑裂缝对页岩气所起的不同作用,本文将页岩裂缝分为构造裂缝、成岩裂缝和异常高压裂缝3

大类6小类(表1,图1~图3),其中构造裂缝可以进一步分为层内张开裂缝、穿层剪切裂缝和顺层剪切裂缝,成岩裂缝可进一步分为层理缝和收缩裂缝(Zeng *et al.*, 2016;田鹤等,2020),该分类方法更清晰地反映了页岩天然裂缝的形态分布特征、地质成因、力学性质及其对页岩油气的作用。其中,层内张开裂缝、穿层剪切裂缝、顺层剪切裂缝和层理缝是页岩裂缝的主要类型。

层内张开裂缝主要分布在高脆性页岩层内,垂直并终止于页岩层面上。同组系的层内张开裂缝具有良好的等间距性,规律性好,裂缝规模较

小,在垂向的延伸高度通常为厘米至分米级.虽然层内张开裂缝的规模小,但其密度大,是页岩油和游离页岩气的重要储集空间,层内张开裂缝的发育程度越高,越有利于页岩油气的高产.穿层剪切裂缝呈高角度在垂向上可贯穿数个页岩层系,一般终止于岩性及其力学性质变化明显的地层界面附近.穿层剪切裂缝分布规则,裂缝面平直,规模

大,在垂向上的延伸高度可达分米级,尤其在断层附近发育程度更高.由于穿层剪切裂缝切割层系多,规模大,容易导致页岩气的垂向散失,因而不利于页岩气的保存和高产.顺层剪切裂缝主要顺着页岩层面发育,是在构造挤压作用下由于层间滑动形成,因而又可称之为层间滑动裂缝.在顺层剪切裂缝面上通常可见明显的擦痕,甚至是多期

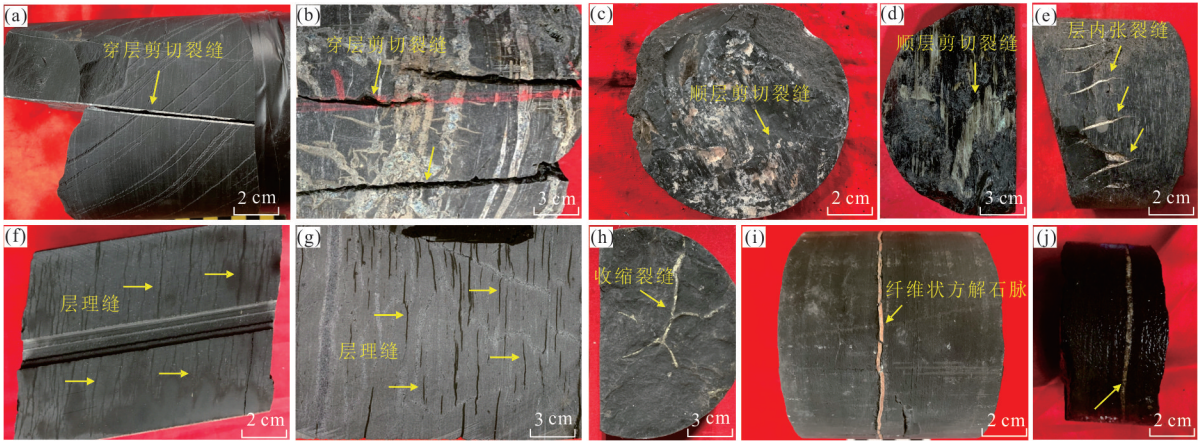


图2 富有机质页岩心上天然裂缝特征

Fig.2 Characteristics of natural fractures in organic rich shale on core scale

a. 穿层剪切裂缝,Y202井,3 517.70 m,四川盆地龙马溪组;b. 穿层剪切裂缝,MY2井,4 154.18 m,玛湖凹陷风城组;c. 顺层剪切裂缝,L207井,3 408.50 m,四川盆地龙马溪组;d. 顺层剪切裂缝,MY1井,4 700.12 m,玛湖凹陷风城组;e. 层内张开裂缝,G347井,2 423.80 m,鄂尔多斯盆地延长组;f. 层理缝,JY190-2井,4 030.73 m,四川盆地龙马溪组;g. 层理缝,MY1井,4 719.79 m,玛湖凹陷风城组;h. 收缩裂缝,J10025,3 688.22 m,玛湖凹陷风城组;i. 顺层脉状裂缝,Z216井,3 980.88 m,四川盆地龙马溪组;j. 顺层脉状裂缝,B32井,1 960.10 m,鄂尔多斯盆地延长组7段

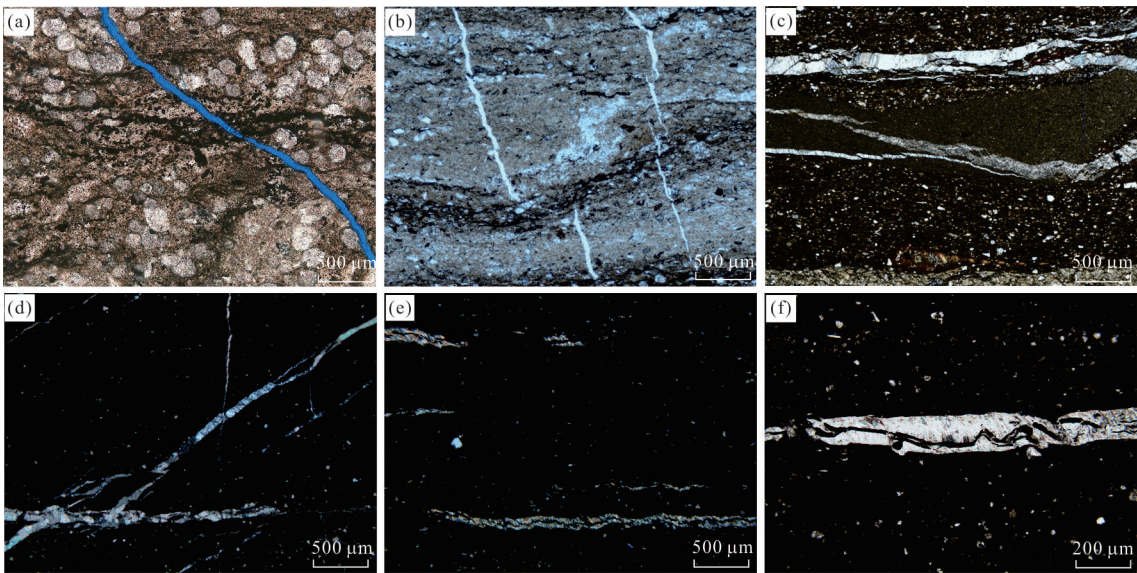


图3 富有机质页岩天然裂缝微观特征

Fig.3 Microscopic characteristics of natural fractures in organic rich shale

a. 构造裂缝,MY1井,4 598.16 m,玛湖凹陷风城组;b. 层内张开裂缝,MY1井,4 852.59 m,玛湖凹陷风城组;c. 层理缝,发生弯曲和尖灭,J174井,3 354.09 m,玛湖凹陷风城组;d. 构造裂缝被顺层裂缝错断,NX202井,3 924.50 m,四川盆地龙马溪组;e. 层理缝,H202井,4 079.44 m,四川盆地龙马溪组;f. 顺层脉状裂缝,纤维状方解石和有机质充填,NX202井,3 924.50 m,四川盆地龙马溪组

擦痕,如果被矿物充填之后还可见明显的纤维束状矿物生长线理和阶步等现象。在构造变形较强的地区,顺层剪切裂缝的发育程度越高。由于顺层剪切裂缝的规模大,侧向连通性较好,提高了页岩储层顺层方向的渗透率,因此容易导致页岩油气的散失,同样不利于页岩油气的富集和高产。

层理缝是在页岩储层成岩演化过程中沿页理或近平行于页理方向产生的裂缝,又可称之为页理缝,是页岩中最主要的非构造成因裂缝。层理缝通常沿着页理面分布,但并不等同于页理,通常只在页理的部分段发育,与纹层的类型及其结构有关。层理缝一般沿页理面呈断续状分布,单条裂缝在横向上的延伸长度小,具有局部弯曲、分叉、合并、溶蚀改造等特征。层理缝的开度从纳米级到微米级,如果层理缝被矿物充填或溶蚀,开度可以达到毫米级和厘米级。层理缝的成因较复杂,其中压溶作用、收缩作用和异常流体高压作用是其主要的形成机理(Bons *et al.*, 2012; Cobbold *et al.*, 2013)。层理缝的形成与构造挤压作用的关系较小,但后期的构造抬升剥蚀有利于层理缝的扩展和改造,增加层理缝的发育程度(Zeng *et al.*, 2021)。层理缝密度大,能有效提高页岩储层的孔隙度和水平渗透率,有利于页岩油气的富集和高产。

异常高压裂缝是由于页岩层系内部流体压力超过岩石的抗张强度导致页岩发生破裂形成的裂缝。异常高压裂缝产状变化大,既可以是水平裂缝,又可以是斜交和高角度裂缝。这类裂缝通常延伸较短,表现为拉张裂缝的特征,并多被石英、方解石等矿物充填,矿物的生长方向与裂缝壁垂直,微观上呈纤维状分布特征。充填矿物中通常有烃类包裹体,这也是其异常流体高压成因的直接证据。异常高压裂缝的发育受页岩内部有机质含量和热演化程度的影响,通常有机质含量及其热演化程度越高,越有利于异常高压裂缝的发育。收缩裂缝主要为粘土矿物或者硬石膏等在成岩过程中脱水收缩所形成的裂缝,裂缝形态复杂,规律性差,并通常被矿物或粘土物质充填。异常高压裂缝和收缩裂缝的规模小,充填程度高,通常对页岩油气富集、散失和产能的影响较小。

2 天然裂缝发育的主控因素

根据地表露头、岩心、薄片和成像测井资料的

页岩裂缝统计分析,影响富有机质页岩天然裂缝发育的因素主要为沉积成岩作用、构造作用和异常流体高压作用。其中,沉积成岩作用因素包括页岩矿物成分与脆性、纹层结构、有机质含量及其热演化程度、岩石力学层厚度等,它们是页岩裂缝发育的基础;构造作用因素主要包括断层和褶皱对裂缝发育的影响,它们是造成不同构造部位页岩裂缝发育的关键因素;异常流体高压作用是构造裂缝、层理缝和异常高压裂缝形成与发育的内动力因素。

2.1 页岩矿物成分与脆性

页岩的矿物成分不同,其岩石力学性质和脆性不同,影响页岩构造裂缝和层理缝的发育程度。页岩中脆性矿物含量越高,页岩的脆性越大。在相同的构造应力作用下,脆性程度越高的页岩在发生破裂之前承受的应变更小,因而越有利于页岩发生破裂形成构造裂缝。页岩储层的脆性矿物主要包括石英、长石和碳酸盐矿物,因而页岩中构造裂缝的发育程度通常与石英和方解石含量呈良好的正相关关系,与粘土矿物呈负相关性(田鹤等, 2020)。表明在同一个地区,在受到相同的构造应力作用下,富含石英和碳酸盐矿物的高脆性页岩更容易发育构造裂缝。对于海相页岩,由于其石英主要为生物成因,表明页岩中石英含量越高,其有机质丰度越高,越有利于页岩层理缝的发育(图4),因此海相页岩的层理缝发育程度同样与石英含量呈很好的正相关关系(Xu *et al.*, 2021)。同时,生物成因硅较陆源石英具有更复杂的成岩演化,有利于页岩保持较好的刚性结构,也促进了页岩层理缝的发育(郭旭升等, 2016; 董大忠等, 2018)。但对陆相页岩而言,其脆性矿物主要为碳酸盐矿物,页岩层理缝的发育程度与脆性矿物含量的关系相对复杂。例如,在江汉盆地潜江凹陷,根据薄片资料统计,当脆性矿物含量中等(白云石含量50%左右时),层理缝的密度最大,随着白云石含量增加或降低,页岩层理缝的密度都降低(Zeng *et al.*, 2021),与海相页岩层理缝与脆性矿物含量的关系明显不同。

大量岩石力学实验表明,埋藏深度变化引起的温压条件改变,会导致页岩由脆性向延性转化(袁玉松等, 2018),因此不同深度条件下页岩裂缝发育程度和发育特征具有一定的差异,对页岩油气的富集和开发具有一定的影响。埋藏深度较浅的页岩具有较大的脆性,其天然裂缝发育程度高,在岩石力学实验过程中容易产生脆性破坏形成复杂的张性

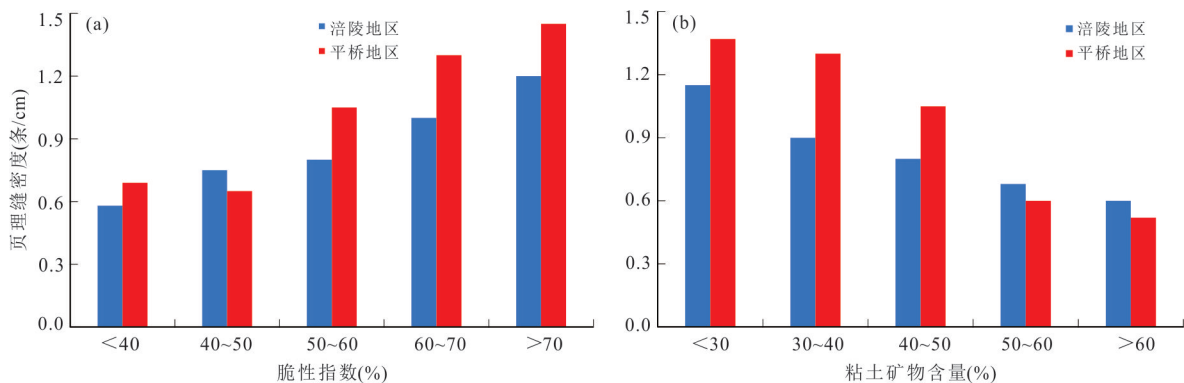


图 4 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组页岩矿物含量与层理缝密度关系(据 Xu *et al.*, 2021 修改)

Fig.4 The relationship between the mineral content of the Wufeng-Longmaxi Formation and densities of bed-parallel lamellated fractures in southeastern Sichuan Basin (modified from Xu *et al.*, 2021)

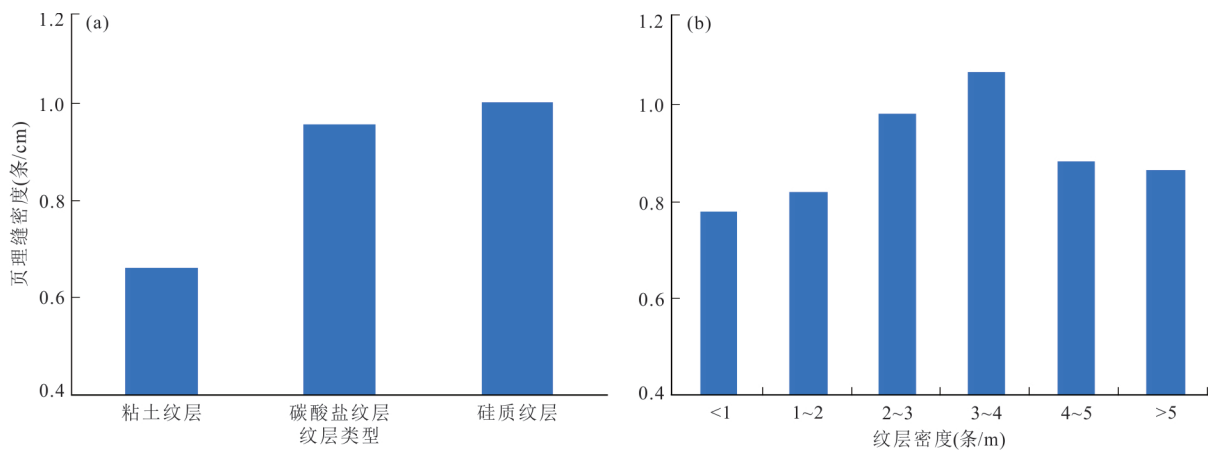


图 5 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组页岩纹层与层理缝密度关系

Fig.5 The relationship between the shale laminae and the densities of bed-parallel lamellated fractures in Wufeng-Longmaxi Formation in southeastern Sichuan Basin

据 Xu *et al.* (2021)修改 . a. 各类纹层页岩层理缝密度直方图;b. 纹层密度与层理缝密度关系直方图

裂缝.而埋藏深度较大的页岩延性较高,在岩石力学实验过程中容易产生与轴向呈一定夹角的单一剪切型,形成有限的破坏,不利于人工压裂(吴建发等,2021).不同地区页岩有机质含量和矿物组分的差异控制了页岩脆性和延性转换的深度与范围,反映了页岩矿物成分对岩石力学性质、力学行为和破裂方式的影响.

2.2 纹层结构

纹层的类型、密度和厚度决定了页岩层理缝的发育程度.根据不同类型纹层页岩层理缝统计,对于海相页岩,硅质纹层页岩的层理缝发育程度最高,碳酸盐纹层次之,粘土质纹层页岩的层理缝发育程度最低(图 5a).硅质纹层页岩富含有机质,在镜下呈黑色薄层条带,层理缝发育在这些黑色条带上下界面处,当纹层界面不清晰、上下分异性差时,

层理缝会发生穿层、分叉、合并等现象,反映了硅质纹层和有机质对层理缝有良好的控制作用.一方面,硅质纹层中较高的有机质含量提供了形成异常流体压力的物质基础,有机质在大量排烃过程中会产生异常流体高压形成微裂缝,这些微裂缝是层理缝的雏形,之后随着异常流体压力的持续增加,会促使微裂缝沿破裂面扩展和横向延伸,从而逐步形成层理缝(Wang *et al.*, 2020).另一方面,页岩纹层的变化导致了纵向上页岩力学性质的差异,纹层之间的界面为力学薄弱面,在受到应力作用时最容易发生破裂形成裂缝,是层理缝最易形成的部位.但密集发育的纹层通常反映出较为动荡富氧的古水体环境或陆源物质季节性注入(林长木等,2019),这样的沉积背景不利于有机质富集,从而抑制了层理缝的形成和发育.在纹层密度小于 4

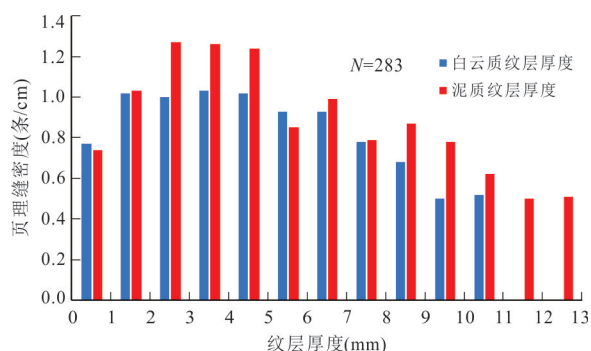


图6 潜江凹陷层理缝密度与纹层厚度关系(据 Zeng *et al.*, 2021 修改)

Fig.6 Relationship between densities of bed-parallel lamellated fractures and lamina thickness in Qianjiang Depression (modified from Zeng *et al.*, 2021)

条/cm 时,层理缝密度和纹层有很好的正相关性(图 5b);当纹层密度大于 4 条/cm 时,层理缝密度反而降低(Xu *et al.*, 2021).页岩层理缝的发育程度还与纹层厚度密切相关.例如,江汉盆地潜江凹陷潜江组三段和四段富有机质页岩岩心纹层与层理缝的统计结果表明,当白云质纹层和泥质纹层厚度分布在 1~4 mm 之间时,层理缝的密度较大,平均密度大于 100 条/m;当纹层厚度大于 4 mm 和小于 1 mm 时,层理缝密度会逐渐变小(图 6).

2.3 有机质含量及其热演化程度

有机质含量和热演化程度控制了页岩层理缝的发育程度.在相同的构造动力学背景和沉积环境下,层理缝密集发育在高 TOC 含量的页岩层段.根据四川盆地东南部海相页岩统计,当页岩的 TOC 含量小于 2% 时,层理缝发育密度较低;当 TOC 含量大于 2% 时,层理缝开始大量产生(图 7),页岩层理缝密度与 TOC 含量之间具有良好的正相关性(Xu *et al.*, 2021),主要与富有机质页岩在生烃过程中产生的局部异常流体压力有关.当流体压力大于岩石的破裂压力时,页岩层会沿着纹层软弱面发生破裂形成层理缝(王森等, 2015;田鹤等, 2020).此外,随着有机质热演化程度的增加,干酪根的杨氏模量增加,从而导致页岩的弹性非均质性增强(Emmanuel *et al.*, 2016),在干酪根和粘土矿物之间形成更多的力学薄弱面,也有利于层理缝的发育.

2.4 页岩力学层厚度

高脆性页岩力学层厚度控制了层内张开裂缝的发育程度.页岩的成层性特征明显,并且层状页岩相邻层之间具有一定的岩石力学性质差异,其中层内张开裂缝主要在脆性相对较高的页岩层中发

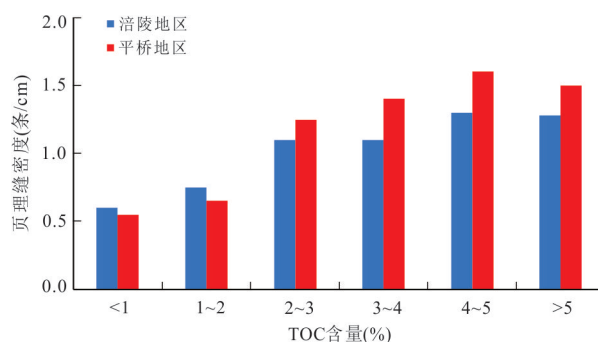


图7 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组页岩层理缝密度与 TOC 含量关系(据 Xu *et al.*, 2021 修改)

Fig.7 Relationship between TOC content and densities of bed-parallel lamellated fractures in Wufeng-Longmaxi Formation in southeastern Sichuan Basin (modified from Xu *et al.*, 2021)

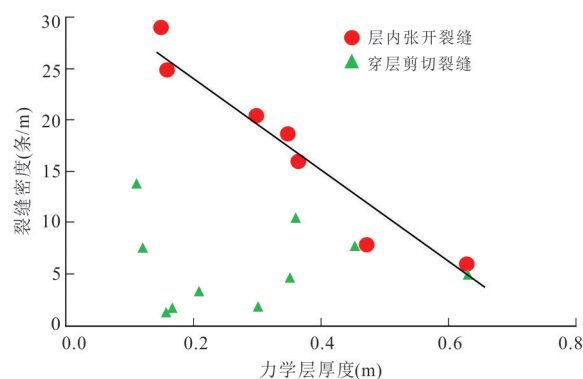


图8 页岩裂缝密度与力学层厚度关系(据 Zeng *et al.*, 2016 修改)

Fig.8 Relationship between the densities of fractures and rock mechanics layer thickness (modified from Zeng *et al.*, 2016)

育,裂缝垂直于层面,在同一层内具有较好的等间距性,并终止于层理面.根据地表露头 and 岩心统计,层内张开裂缝密度与高脆性页岩力学层厚度之间呈较好的负相关关系,页岩力学层厚度越大,层内张开裂缝的密度越小,而穿层剪切裂缝密度与页岩力学层厚度之间不存在明显的相关性(图 8).表明高脆性页岩力学层对层内张开裂缝有明显的控制作用,页岩力学层厚度控制了层内张开裂缝的密度和发育程度,而穿层剪切裂缝由于切割了多个力学层,因而其发育程度受力学层厚度影响较小(Zeng *et al.*, 2016).

2.5 构造

构造是影响不同部位构造裂缝发育差异的关键因素.受断裂和褶皱构造的影响,不同构造部位

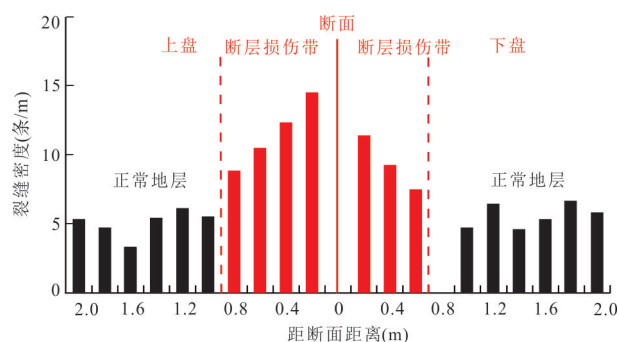


图9 四川盆地綦江剖面断层附近五峰组-龙马溪组裂缝密度统计

Fig. 9 Fracture density in the Wufeng-Longmaxi Formation near fault in the Qijiang Section, Sichuan Basin

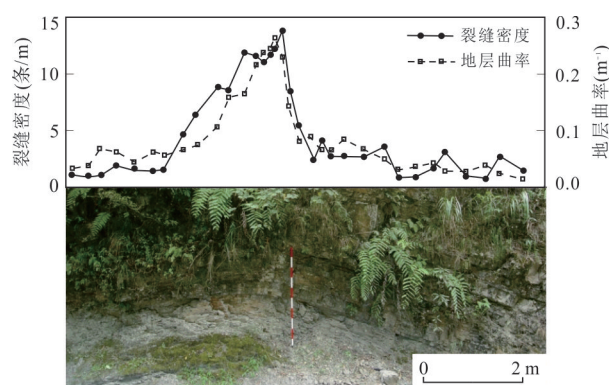


图10 四川盆地漆辽剖面五峰组-马溪组裂缝密度与曲率关系

Fig.10 Relationship between fracture density and stratum curvature in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Qiliao Section, Sichuan Basin

应力分布存在一定的差异,从而使不同部位构造裂缝发育程度各不相同.在构造应力越集中的部位,构造裂缝的规模和发育程度越大.断层不同部位构造裂缝的统计结果表明,断层上盘构造裂缝的发育程度和发育宽度都高于下盘,在断层面附近,构造裂缝的密度最大,远离断层面的部位构造裂缝的密度逐渐降低(图9).断层面附近构造裂缝密度明显增大的部位,是断层损伤带的部位,也是构造变形和应力扰动带的部位.断层损伤带范围内构造裂缝的发育程度明显高于围岩正常地层,其构造裂缝的发育程度受断层规模及其活动强度的控制.褶皱构造对构造裂缝发育的影响主要体现在岩层曲率的变化上,随地层曲率变大,构造裂缝密度显著增加,二者呈良好的正相关关系(图10).因此,一般地层曲率较大的褶皱轴部及转折端等构造部位,其构造裂缝发育程度相对较高;而在地层曲率

相对较小的翼部,其构造裂缝的发育程度则较差.

地层产状还控制了顺层剪切裂缝的形成与分布.根据地表露头 and 岩心的观察统计,顺层剪切裂缝的发育程度与页岩地层产状密切相关,一般在页岩地层倾角小于 20° 的平缓地层,顺层剪切裂缝不发育;当地层倾角超过 20° 以后,在构造挤压作用下,沿页岩层面更容易产生滑动形成顺层剪切裂缝.随着地层倾角的增大,顺层剪切裂缝的发育程度也相应增加,尤其当地层倾角为 $20^{\circ}\sim 40^{\circ}$ 时,顺层剪切裂缝密度随地层倾角增加的速率相对较快(Zeng *et al.*, 2016),反映了顺层剪切裂缝的形成与发育受地层产状控制的特征.顺层剪切的规模大,横向连通性好,是影响页岩气保存条件的重要地质因素.因此,在地层倾角大于 20° 的地区进行页岩气勘探时,需要特别注重对页岩气保存条件的研究和评价.

2.6 异常流体高压

异常流体高压有利于构造裂缝、层理缝和异常高压裂缝的发育.富有机质页岩中异常流体高压的形成机制主要包括欠压实作用、生物气增压、粘土矿物脱水、有机质生烃增压和构造挤压等作用,其中有机质生烃增压是其主要的成因.当孔隙流体压力超过静水压力的1.5倍时,通常会沿着页岩纹层界面或先存微裂缝等岩石力学薄弱面发生破裂和张开形成异常高压裂缝(Kalani *et al.*, 2015; Teixeira *et al.*, 2017).异常流体高压可以出现在富有机质页岩埋深的各个阶段,热演化程度较低的富有机质页岩中厌氧细菌产生的生物气也会形成超压(Hedberg, 1974).富有机质页岩中生烃增压是产生异常高压的主要因素,一旦页岩进入生油窗,有机质成熟度的增加促进了干酪根转换为密度较低的液态烃,同时伴随着流体孔隙压力的升高和局部异常流体高压的形成.异常流体高压的存在,不仅能够降低岩石的力学薄弱面形成层理缝,还能够降低岩石的剪切强度,有利于剪切裂缝的形成和发育.同时,流体压力还使得应力莫尔圆向左移动,当异常流体压力达到一定程度时还可以改变应力状态,使得最小主应力由压应力变为拉张应力,从而形成异常高压裂缝(曾联波, 2008).

3 陆相页岩与海相页岩天然裂缝的差异性

由于海相页岩和陆相页岩的沉积环境相差较大,海相与陆相页岩的矿物组分和岩相差异明显

表 2 海相与陆相页岩天然裂缝发育特征对比

Table 2 Comparison of natural fracture development characteristics between marine and continental shales

| 裂缝特征 | 海相页岩 | 陆相页岩 |
|---------|---|--|
| 裂缝类型 | 层内张开裂缝、穿层剪切裂缝、顺层剪切裂缝、层理缝、异常高压裂缝、成岩收缩裂缝 | 层内张开裂缝、穿层剪切裂缝、顺层剪切裂缝、层理缝、异常高压裂缝、成岩收缩裂缝 |
| 裂缝组系与产状 | 裂缝组系更多,裂缝方位分布更复杂,水平裂缝和低角度裂缝所占比例更多,高角度裂缝所占比例降低 | 裂缝组系更少,裂缝方位分布更简单,水平裂缝和低角度裂缝所占比例要少,高角度裂缝所占比例更高 |
| 裂缝发育程度 | 构造裂缝整体发育程度更高,层理缝发育程度相对要低;穿层剪切裂缝和顺层剪切裂缝更发育,而层内张开裂缝所占比例减少 | 构造裂缝整体发育程度相对要低,层理缝发育程度相对更高;穿层剪切裂缝和顺层剪切裂缝发育程度降低,而层内张开裂缝所占比例变大 |
| 裂缝规模 | 由于穿层剪切裂缝和顺层剪切裂缝更发育,裂缝规模更大 | 由于层内张开裂缝和层理缝更发育,裂缝规模相对要小 |

(金之钧等,2016;赵文智等,2020b).海相页岩主要为深水陆棚沉积,页岩矿物组分以粘土矿物和石英为主;而陆相页岩主要为还原环境下的深湖—半深湖沉积,页岩矿物组分以方解石、粘土矿物和石英为主,碳酸盐矿物含量高,而粘土矿物和石英含量明显低于海相页岩.海相页岩岩相主要为硅质页岩和粘土质页岩,当有陆源粉砂补给时,还有粉砂质页岩;而陆相页岩的岩相类型多,在纵向上岩相变化快,包括纹层状、层状和块状含泥灰岩、泥质灰岩、泥质灰岩、泥岩和膏质泥岩等.正是由于海相和陆相页岩矿物组分和岩相及其变化的差异,使得海相和陆相页岩天然裂缝的发育特征也存在明显的差异.了解海相页岩和陆相页岩裂缝发育的差异性,对认识页岩天然裂缝的发育规律具有重要意义.以四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩和渤海湾盆地沙河街组三段陆相页岩为例,海相页岩和陆相页岩天然裂缝发育特征差异性主要体现在以下两个方面(表2).

(1)海相页岩和陆相页岩天然裂缝的成因类型基本相同,但不同成因类型裂缝的发育程度存在一定的差异.海相页岩地层的地质时代老,经历的构造运动期次更多,不同时期构造应力场演化更为复杂,使得海相页岩天然裂缝组系和方位较陆相页岩更多.同时,海相页岩矿物组分相对简单,在纵向上变化相对较小,因而其穿层剪切裂缝更发育.相反,陆相页岩地层年代新,经历的构造运动期次要少,页岩的矿物组分更复杂(王濡岳等,2018),在纵向上的相变更快,因而其层内张开裂缝更发育.同时,陆相页岩主要分布在生油凹陷,地层产状平缓,而四川盆地海相页岩地层产状相对较大,有利于顺层剪切裂缝的形成,因此,四川盆地海相页岩顺层剪切裂缝较陆相页岩更为发育.此外,海相页

岩较陆相页岩的有机质热演化程度高,有机质生排烃量大,产生的异常流体高压强度更大,分布范围更广,使得海相页岩异常高压裂缝也通常较陆相页岩更发育.由于陆相页岩较海相页岩的相变更快,岩相种类多,纹层更发育,页岩非均质性更强,因此,陆相页岩层理缝也通常较海相页岩分布更复杂,陆相页岩层理缝的发育程度更大.

(2)陆相页岩较海相页岩天然裂缝的分布型式更复杂,裂缝规模更小,高角度裂缝所占比例更高,裂缝发育程度相对要低.受沉积环境的控制,海相页岩的非均质性较陆相页岩要弱,而陆相页岩岩相变化频繁,非均质性更强.同时,海相页岩受到的构造变形期次更多,地层倾角变化大.因此,海相页岩的裂缝分布相对简单,但由于穿层剪切裂缝和顺层剪切裂缝更发育,其裂缝规模更大,水平裂缝和低角度裂缝所占比例明显要大;而陆相页岩的裂缝分布型式更复杂,裂缝规模更小,高角度裂缝所占比例更高(Gong *et al.*, 2021).根据页岩脆性矿物成份分析和测井脆性指数计算,通常海相页岩的脆性指数较陆相页岩更高,在多期构造变形作用下,海相页岩天然裂缝的发育程度比陆相页岩更大.

4 富有机质页岩天然裂缝评价与预测

4.1 页岩微观裂缝测试分析

页岩微观裂缝是页岩油气的重要储集空间和渗流通道.由于微观裂缝规模小,无法通过肉眼直接识别和观察描述,通常采用测试分析方法进行评价.页岩微观裂缝的形态、长度、开度、密度等参数的二维特征表征,主要采用透射电镜、场发射扫描电镜、普通扫描电镜、激光扫描共聚焦显微镜以及

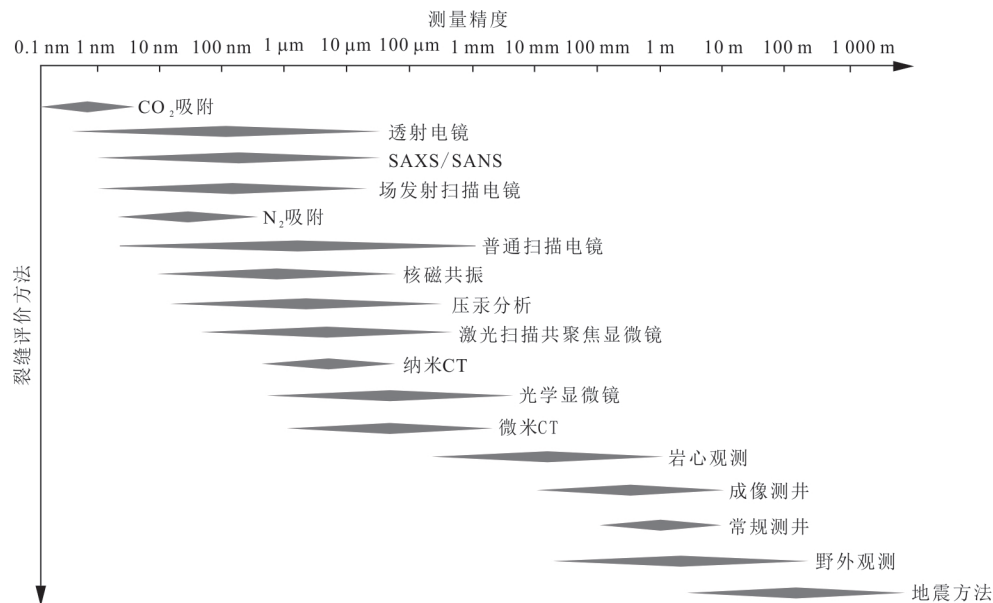


图 11 页岩裂缝评价方法及其测量精度示意图(据刘敬寿等, 2019 修改)

Fig.11 Evaluation methods and measurement accuracy of shale fractures (modified from Liu *et al.*, 2019)

光学显微镜等方法,这些方法可以实现对纳米到微米尺度裂缝的精细刻画(图 11).微观裂缝在三维空间上的分布特征、交叉关系及其连通性等特点,主要通过纳米 CT、微米 CT 以及同步加速器 X 射线成像等手段对页岩样品进行三维扫描重构.例如,通过微米 CT 扫描对四川盆地龙马溪组页岩进行三维重构和裂缝张开度估算,评价了微观裂缝对页岩储层的贡献,微观裂缝体积仅占页岩样品总体积的 0.7%,但能够提供页岩储层中 70% 以上的渗透率(苟启洋等,2019).此外,还可通过气体吸附法、高压压汞法、核磁共振、小角中子散射等方法测量微观裂缝以及孔隙内部的流体间接反映裂缝微观特征(孙健和包汉勇,2018).

4.2 页岩裂缝的评价

单井裂缝的纵向分布规律通常利用岩心和测井相结合的方法进行评价.通过岩心裂缝的描述和实验分析,不仅可以表征裂缝组系、方位、倾角、密度、规模和充填性等参数,还可以恢复至地层围压条件下的裂缝的开度及其物性参数进行定量表征.声电井壁成像测井是获取单井裂缝信息最常用的测井手段,具有纵向分辨率高、覆盖范围广、数据连续且可视性强等特点,可以有效地识别页岩中的裂缝成因类型(天然裂缝、钻井诱导裂缝)、裂缝充填性(高导裂缝、高阻裂缝)及其产状和发育程度.天然裂缝通常在电阻率成像测井曲线上表现出典型和非典型的正弦曲线特征(图 12);钻井诱导裂缝的

单条裂缝纵向延伸短,多条裂缝呈对称“双轨”形雁列式排列.没有被矿物充填裂缝表现为黑色的高导裂缝,由钻井过程中低阻泥浆侵入形成;而被石英或方解石等不导电矿物充填裂缝在成像测井图像上呈现高亮的高阻裂缝特征.在成像测井裂缝识别的基础上,还可以进一步对页岩裂缝方位、倾角、密度和开度进行定量解释,并对裂缝的孔隙度和渗透率进行计算和评价.近年来,偶极横波声波测井被应用于裂缝识别和评价,其可以探测井筒十米以外地层中高角度构造裂缝的分布情况.与纵波相比,横波对裂缝的探测具有更高的灵敏度,通过四分量偶极声波测井数据的横波各向异性处理,分别获取水平偏振(SH)和垂直偏振(SV)的横波信息及波速,可以有效地判断裂缝的走向(唐晓明等,2017;田鹤等,2019).

由于钻井取心和成像测井的成本高,一个地区的取心和成像测井数量有限,因而利用丰富而又廉价的常规测井资料进行裂缝识别,是页岩裂缝研究的重要手段.理论上,9 条常规测井曲线对裂缝具有一定的响应,但对不同测井曲线的敏感程度不同,与裂缝的类型、产状、充填性和发育程度等因素密切相关.尤其当裂缝尺度小和发育程度不太高时,裂缝在测井曲线上的响应更弱,并具有多解性,一般应用原始的曲线难以识别,需要对常规测井曲线进行处理,放大裂缝的响应特征,并消除非裂缝的影响,才能够有效地识别和评价裂缝分布.

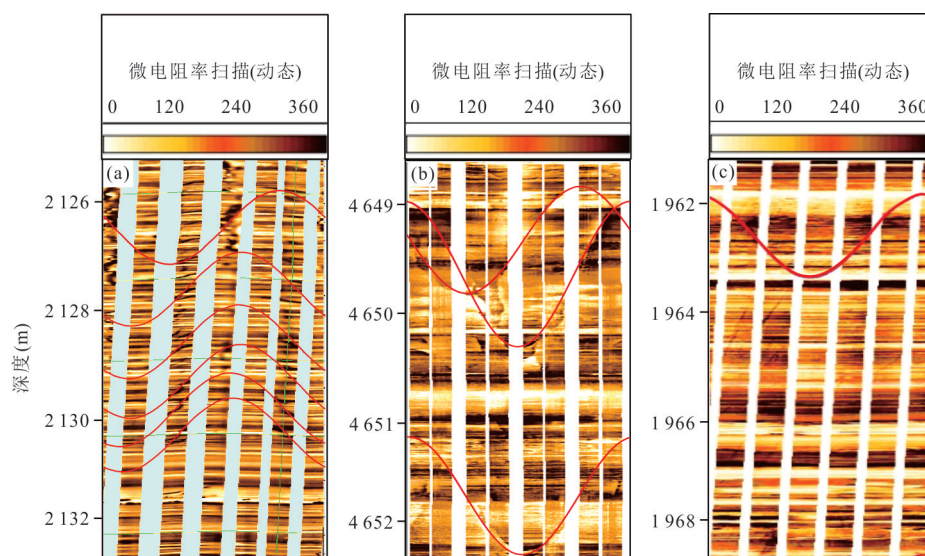


图12 富有机质页岩天然裂缝在电成像测井上特征

Fig.12 Characteristics of natural fractures in organic rich shale on imaging loggings

a. 构造裂缝(EMI), N216井, 四川盆地龙马溪组; b. 构造裂缝(FMI), MY1井, 玛湖凹陷风城组; c. 构造裂缝(EMI), Y210井, 鄂尔多斯盆地长7段

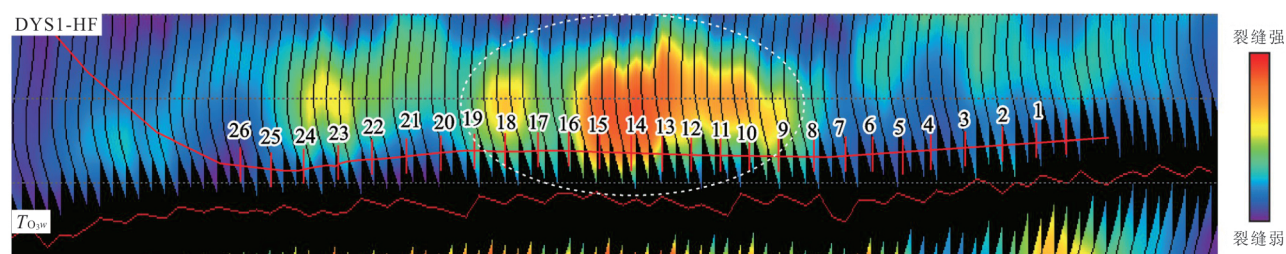


图13 基于OVT域数据的裂缝预测剖面(郭旭升等, 2020)

Fig.13 Fracture prediction profile based on OVT domain data (Guo *et al.*, 2020)

4.3 页岩裂缝分布预测

页岩储层井间裂缝的分布预测一般采用储层地质力学方法和三维地震方法. 储层地质力学方法是进行构造裂缝预测应用较广的地质方法, 其基本原理是在确定页岩构造裂缝的主要形成时期基础上, 分析构造裂缝形成时期古构造应力场的主应力方向和构造应力大小; 然后建立构造裂缝形成时期的地质模型、力学模型和数学模型, 并根据古应力边界条件, 应用有限元方法进行古应力场数值模拟, 得到构造裂缝形成时期的古构造应力场的分布规律; 最后, 根据岩石力学实验确定的实际岩石破裂准则, 判断地质体不同部位是否可以产生裂缝以及不同力学性质裂缝的产状和发育程度, 并对裂缝的展布规律进行预测和评价(Zeng *et al.*, 2013).

三维地震是直接获取井间地质信息的唯一资料, 因而也是进行井间裂缝预测的重要方法. 应用三维地震资料进行页岩裂缝预测包括地震叠后属

性和叠前属性两条途径. 目前, 常用预测裂缝的叠后地震属性主要包括相干体、方差体、曲率体、蚂蚁追踪等, 它们主要预测大尺度裂缝的分布, 其中不同属性识别的裂缝尺度有所差别, 一般认为相干体和方差体属性识别的裂缝尺度更大, 而曲率体和蚂蚁追踪属性可能检测的尺度相对较小. 在此基础上, 通过多属性的融合和地质约束, 尤其结合机器学习方法, 有助于提高裂缝预测效果. 裂缝的存在会导致岩石物理性质在不同方位上有所差别, 这些差别可通过叠前数据中方位角信息的变化显现出来, 因此, 可以应用宽方位处理的叠前地震方位各向异性来预测尺度更小的裂缝发育带的分布规律. OVT域的地震数据中包含着炮检距和方位角信息, 保留着地质体的真实反射特征, 可用于分析叠前方向各向异性进而识别裂缝的发育方位和相对发育程度(图13), 最终实现小尺度裂缝发育程度的预测(詹仕凡

等, 2015; 苟其勇, 2017; 郭旭升等, 2020)。

5 讨论

随着页岩油气的大规模商业开发, 富有机质页岩天然裂缝的研究愈加重要。虽然近年来对页岩天然裂缝研究取得了较大的进展, 但随着页岩油气勘探开发的需求, 页岩天然裂缝研究仍存在诸多关键科学问题和技术难题需要进一步解决。目前我国海相页岩气和陆相页岩油开采的页岩地层埋藏深度普遍低于 3 500 m, 因而页岩天然裂缝的研究也主要集中在这一深度范围。随着深层页岩油气勘探开发力度的逐渐加大, 需要开展深层页岩裂缝的研究(何治亮等, 2020)。与中浅层页岩相比, 深层页岩处于“高温、高压、高地应力”的三高状态, 页岩的岩石力学性质发生了明显的变化, 因而使得深层页岩天然裂缝的形成机理、控制因素、分布规律及其作用等方面会有明显的差异。阐明深层富有机质页岩裂缝的成因机理及其主控因素, 揭示深层富有机质页岩裂缝的发育规律及其对油气富集和开发的影响, 是今后富有机质页岩天然裂缝研究的重要方向。

致密低渗透砂岩储层天然裂缝存在多尺度特征, 根据天然裂缝的规模大小及其控制边界特征, 可将天然裂缝分为大尺度裂缝、中尺度裂缝、小尺度裂缝和微尺度裂缝 4 个级次, 不同尺度裂缝所起作用不同(曾联波等, 2020)。通过野外露头、岩心以及薄片等的观察发现, 富有机质页岩天然裂缝实际上也同样存在多尺度性特征, 而且裂缝尺度与裂缝成因具有一定的关联性。由于不同尺度和不同成因类型裂缝的规模和大小不同, 它们对页岩油气富集和开发的影响也存在较大差异, 尤其对页岩气更加明显。其中, 尺度较大的穿层剪切裂缝和顺层剪切裂缝主要影响页岩气的保存条件, 而层内张开裂缝和层理缝有利于页岩气的富集。因此, 建立页岩多尺度天然裂缝划分标准, 明确页岩中不同尺度裂缝形成机理, 实现对不同尺度和不同成因类型裂缝的分类评价与分布预测, 可以更好地指导页岩油气的勘探与开发。

目前对富有机质页岩裂缝的研究大多数还是借助于已有的低渗透致密储层构造裂缝的研究思路和方法开展的。与低渗透致密储层相比, 海相与陆相页岩储层水平层理缝均较发育, 对页岩油气富集及开发的影响较大。但目前对页岩水平层理缝的成因机制、主控因素及其发育规律的

研究明显不够, 也制约了页岩水平层理缝的评价与分布预测。因此, 针对页岩水平层理缝尺度小和分层段发育的特点, 从“裂缝相”概念及思路出发, 阐明页岩“裂缝相”的主控因素及其地球物理响应特征(Ding *et al.*, 2021), 能够更好地对页岩水平层理缝进行评价和分布预测。

由于陆相页岩岩性变化较快, 控制构造裂缝形成与分布的岩石力学层厚度小, 使得页岩裂缝的规模较砂岩储层明显偏小。因而裂缝的测井和地震响应较弱, 裂缝的识别、评价和预测难度更大。例如, 根据准噶尔盆地玛湖凹陷风城组某典型井陆相页岩成像测井解释结果与岩心裂缝进行对比, 成像测井的裂缝识别符合率低于 60%, 远低于砂岩储层裂缝成像测井的识别率, 表明许多页岩裂缝难以识别。因此, 在钻井岩心裂缝详细描述和裂缝测井响应特征分析的基础上, 将岩心、成像测井、常规测井与机器学习方法有机结合, 充分利用多源异构大数据驱动, 可以有效地提高页岩裂缝的识别与评价效果(Dong *et al.*, 2020)。

页岩油气需要进行大型水力压裂改造方式进行开采, 天然裂缝的分布型式与发育程度对水力压裂改造有很大的影响, 研究页岩储层不同分布型式和发育程度天然裂缝条件下的人工裂缝扩展规律, 对优化页岩储层水力压裂措施具有重要的指导作用。虽然目前针对天然裂缝对水力压裂影响的物理模拟和数值模拟研究开展较多, 但由于原始模型、模拟条件和认识等方面的局限性, 已有的成果还难以满足页岩油气开发过程中水力压裂的实际需求。针对页岩储层的真实地质条件, 开展逼近真实地质模型的页岩天然裂缝和人工裂缝耦合关系研究, 在水力压裂改造形成人工主裂缝的同时, 如何沟通和激活周围储层中的微小尺度天然裂缝、形成复杂的立体缝网系统, 对指导页岩油气储层的精准压裂改造和提高水力压裂效果具有重要意义(Gale *et al.*, 2007)。

在页岩裂缝评价和预测的基础上, 建立页岩储层三维裂缝模型, 是进行页岩油气开采及其后期开发管理的重要基础。由于页岩天然裂缝具有多尺度、多产状、多成因等分布特征, 同时在水力压裂改造过程中还形成有人工裂缝, 使得压裂改造后的页岩储层三维缝网系统更加复杂, 页岩储层三维裂缝建模比常规低渗透致密储层裂缝三维建模难度更大, 目前的商业建模软件也难以满足要求(董少群

等,2018).开展页岩油气储层三维裂缝建模,需要重点解决以下几个关键融合问题:(1)不同尺度裂缝(大尺度裂缝、中尺度裂缝、微小尺度裂缝)的融合;(2)不同产状裂缝(水平裂缝、高角度裂缝、垂直裂缝)的融合;(3)不同成因裂缝(构造成因、成岩成因、水力压裂成因)的耦合;(4)页岩储层基质模型与裂缝模型的融合.

6 结论

随着天然裂缝在页岩油气勘探开发影响认识的不断加深,富有机质页岩中天然裂缝的研究越来越重要.根据对海相和陆相富有机质页岩天然裂缝最新研究成果的梳理和总结,近年来在富有机质页岩天然裂缝成因类型、发育特征、形成机理、主控因素及其评价预测等方面取得了较大进展.富有机质页岩普遍发育构造成因、成岩成因和异常高压成因的3大类6小类天然裂缝,其中以层内张开裂缝、穿层剪切裂缝、顺层剪切裂缝和水平层理缝为主.被方解石等纤维状矿物充填的近水平裂缝,通常含有大量的烃类包裹体,表明该类裂缝是烃类生成过程中形成的异常流体高压作用的结果.受陆相页岩与海相页岩沉积环境不同导致的矿物组分、岩相变化及有机质热演化程度等差异,陆相页岩与海相页岩裂缝的分布型式、构造裂缝规模、不同类型裂缝的发育程度等方面都存在明显的不同.页岩裂缝的发育程度主要受脆性矿物含量、有机质含量、高脆性页岩层厚度、构造、地层倾角、纹层和流体压力等因素的影响,其中构造裂缝和层理缝的主控因素存在明显的差异,有机质含量、纹层类型、数量、厚度以及后期构造抬升对水平层理缝发育的影响较大.目前页岩裂缝的评价与预测主要借助于已有的常规低渗透致密储层构造裂缝研究方法,而根据页岩裂缝的分布特点,形成一套适合页岩裂缝评价与预测的技术方法,是未来页岩裂缝研究的重要方向.根据页岩油气开发的需要,页岩天然裂缝与水力压裂缝耦合关系以及综合多种成因、尺度和产状的复杂缝网系统三维地质建模研究,也将是今后页岩裂缝研究的重要领域.

References

Bons, P. D., Elburg, M. A., Gomez-Rivas, E., 2012. A Review of the Formation of Tectonic Veins and Their Microstructures. *Journal of Structural Geology*, 43: 33—

62. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2012.07.005>

Cobbold, P. R., Zanella, A., Rodrigues, N., et al., 2013. Bedding-Parallel Fibrous Veins (Beef and Cone-in-Cone): Worldwide Occurrence and Possible Significance in Terms of Fluid Overpressure, Hydrocarbon Generation and Mineralization. *Marine and Petroleum Geology*, 43: 1—20. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.01.010>

Ding, P. B., Gong, F., Zhang, F., et al., 2021. A Physical Model Study of Shale Seismic Responses and Anisotropic Inversion. *Petroleum Science*, 18: 1059—1068. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.01.001>

Ding, W. L., Xu, C. C., Jiu, K., et al., 2011. The Research Progress of Shale Fractures. *Advances in Earth Science*, 26(2): 135—144 (in Chinese with English abstract).

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. *Petroleum Exploration and Development*, 45(5): 763—774 (in Chinese with English abstract).

Dong, S. Q., Zeng, L. B., Cao, H., et al., 2018. Principle and Implementation of Discrete Fracture Network Modeling Controlled by Fracture Density. *Geological Review*, 64(5): 1302—1313 (in Chinese with English abstract).

Dong, S. Q., Zeng, L. B., Lyu, W. Y., et al., 2020. Fracture Identification by Semi-Supervised Learning Using Conventional Logs in Tight Sandstones of Ordos Basin, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 76: 103131. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103131>

Emmanuel, S., Eliyahu, M., Day-Stirrat, R. J., et al., 2016. Impact of Thermal Maturation on Nano-Scale Elastic Properties of Organic Matter in Shales. *Marine and Petroleum Geology*, 70: 175—184. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.12.001>

Gale, J. F. W., Laubach, S. E., Olson, J. E., et al., 2014. Natural Fractures in Shale: A Review and New Observations. *AAPG Bulletin*, 98(11): 2165—2216. <https://doi.org/10.1306/08121413151>

Gale, J. F. W., Reed, R. M., Holder, J., 2007. Natural Fractures in the Barnett Shale and Their Importance for Hydraulic Fracture Treatments. *AAPG Bulletin*, 91(4): 603—622. <https://doi.org/10.1306/11010606061>

Gong, L., Wang, J., Gao, S., et al., 2021. Characteriza-

- tion, Controlling Factors and Evolution of Fracture Effectiveness in Shale Oil Reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203(2): 108655. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108655>
- Gou, Q. Y., 2017. Application of Fracture Prediction Technology Based on Stack Front Anisotropy in Shale Reservoir. *China Petrochem*, (3): 26—27 (in Chinese with English abstract).
- Gou, Q. Y., Xu, S., Hao, F., et al., 2019. Study on Characterization of Micro-Fracture of Shale Based on Micro-CT. *Acta Geologica Sinica*, 93(9): 2372—2382 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X. S., Hu, D. F., Huang, R. C., et al., 2020. Deep and Ultra-Deep Natural Gas Exploration in the Sichuan Basin: Progress and Prospect. *Natural Gas Industry*, 40(5): 1—14 (in Chinese with English abstract).
- 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. *Oil & Gas Geology*, 37(6): 799—808 (in Chinese with English abstract).
- He, Z. L., Nie, H. K., Hu, D. F., et al., 2020. Geological Problems in the Effective Development of Deep Shale Gas: A Case Study of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi Formations in Sichuan Basin and Its Periphery. *Acta Petrolei Sinica*, 41(4): 379—391 (in Chinese with English abstract).
- Hedberg, H. D., 1974. Relation of Methane Generation to Undercompacted Shales, Shale Diapirs, and Mud Volcanoes. *AAPG Bulletin*, 58(4): 661—673. <https://doi.org/10.1306/83D91466-16C7-11D7-8645000102C1865D>
- Jin, Z. J., Hu, Z. Q., Gao, B., et al., 2016. Controlling Factors on the Enrichment and High Productivity of Shale Gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, Southeastern Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 23(1): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Z. J., Wang, G. P., Liu, G. X., et al., 2021. Research Progress and Key Scientific Issues of Continental Shale Oil in China. *Acta Petrolei Sinica*, 42(7): 821—835 (in Chinese with English abstract).
- Kalani, M., Jahren, J., Mondol, N. H., et al., 2015. Petrophysical Implications of Source Rock Microfracturing. *International Journal of Coal Geology*, 143: 43—67. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.03.009>
- Lin, C. M., Wang, H. Y., Liang, P. P., et al., 2019. The Characteristics of Laminiae and Its Reservoir Significance in Black Shale: Taking the Wufeng-Longmaxi Formations in the Changning-Shuanghe Section as an Example. *Journal of Stratigraphy*, 43(2): 133—140 (in Chinese with English abstract).
- Liu, J. S., Ding, W. L., Xiao, Z. K., et al., 2019. Advances in Comprehensive Characterization and Prediction of Reservoir Fractures. *Progress in Geophysics*, 34(6): 2283—2300 (in Chinese with English abstract).
- Nelson, R. A., 1985. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs: Contributions in Petroleum Geology and Engineering*. Gulf Publishing Company, Houston, 320.
- Sun, J., Bao, H. Y., 2018. Comprehensive Characterization of Shale Gas Reservoirs: A Case Study from Fuling Shale Gas Field. *Petroleum Geology & Experiment*, 40(1): 1—12 (in Chinese with English abstract).
- Tang, X. M., Li, S. Q., Xu, S., et al., 2017. Acoustic Characterization and Imaging of Shale Gas Fractures in Horizontal Wells: Field Case Study in the Sichuan Basin of Southwest China. *Well Logging Technology*, 41(5): 501—505 (in Chinese with English abstract).
- Teixeira, M. G., Donzé, F., Renard, F., et al., 2017. Microfracturing during Primary Migration in Shales. *Tectonophysics*, 694: 268—279. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2016.11.010>
- Tian, H., Zeng, L. B., Shu, Z. G., et al., 2019. Method for Determining Elastic Parameters for the Prediction Model of Shale Transversely Isotropic Geostress. *Journal of Geomechanics*, 25(2): 166—176 (in Chinese with English abstract).
- 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. *Oil & Gas Geology*, 41(3): 474—483 (in Chinese with English abstract).
- Tian, H., Zeng, L. B., Xu, X., et al., 2021. Factors Influencing the In-Situ Stress Orientations in Shales: A Case Study of the Wufeng-Longmaxi Formations in the Jiaoshiba Area, Southeastern Sichuan Basin, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 94: 104110. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104110>
- Wang, M., Chen, Y., Xu, X. Y., et al., 2015. Progress on Formation Mechanism of the Fibrous Veins in Mudstone and Its Implications to Hydrocarbon Migration. *Advances in Earth Science*, 30(10): 1107—1118 (in Chinese with English abstract).
- Wang, M. A., Chen, Y., Bain, W. M., et al., 2020. Direct Evidence for Fluid Overpressure during Hydrocarbon Generation and Expulsion from Organic-Rich Shales. *Geology*, 48(4): 374—378. <https://doi.org/>

- 10.1130/g46650.1
- Wang, R. Y., Hu, Z. Q., Liu, J. S., et al., 2018. Comparative Analysis of Characteristics and Controlling Factors of Fractures in Marine and Continental Shales: A Case Study of the Lower Cambrian in Cengong Area, Northern Guizhou Province. *Oil & Gas Geology*, 39(4): 631—640 (in Chinese with English abstract).
- Wu, J. F., Zhao, S. X., Fan, C. H., et al., 2021. Fracture Characteristics of the Longmaxi Formation Shale and Its Relationship with Gas-Bearing Properties in Changning Area, Southern Sichuan. *Acta Petrolei Sinica*, 42(4): 428—446 (in Chinese with English abstract).
- Xu, X., Zeng, L. B., Tian, H., et al., 2021. Controlling Factors of Lamellation Fractures in Marine Shales: A Case Study of the Fuling Area in Eastern Sichuan Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207: 109091. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109091>
- Yuan, Y. S., Liu, J. X., Zhou, Y., 2018. Brittle-Ductile Transition Zone of Shale and Its Implications in Shale Gas Exploration. *Oil & Gas Geology*, 39(5): 899—906 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, L. B., Lyu, W. Y., Li, J., et al., 2016. Natural Fractures and Their Influence on Shale Gas Enrichment in Sichuan Basin, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 30: 1—9. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.11.048>
- Zeng, L. B., 2008. Formation and Distribution of Fractures in Low Permeability Sandstone Reservoirs. Science Press, Beijing (in Chinese).
- Zeng, L. B., Lyu, P., Qu, X. F., et al., 2020. Multi-Scale Fractures in Tight Sandstone Reservoirs with Low Permeability and Geological Conditions of Their Development. *Oil & Gas Geology*, 41(3): 449—454 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, L. B., Shu, Z. G., Lyu, W. Y., et al., 2021. Lamellation Fractures in the Paleogene Continental Shale Oil Reservoirs in the Qianjiang Depression, Jiangnan Basin, China. *Geofluids*, (5): 1—10. <https://doi.org/10.1155/2021/6653299>
- Zeng, L. B., Xiao, S., 1999. Fractures in the Mudstone of Tight Reservoirs. *Experimental Petroleum Geology*, 21(3): 266—269 (in Chinese with English abstract).
- Zeng, W. T., Ding, W. L., Zhang, J. C., et al., 2013. Fracture Development in Paleozoic Shale of Chongqing Area (South China). Part Two: Numerical Simulation of Tectonic Stress Field and Prediction of Fractures Distribution. *Journal of Asian Earth Sciences*, 75: 267—279. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2013.07.015>
- Zhan, S. F., Chen, M. S., Li, L., et al., 2015. OVT-Domain Wide-Azimuth Prestack Seismic Attribute Analysis. *Oil Geophysical Prospecting*, 50(5): 956—966 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, W. Z., Jia, A. L., Wei, Y. S., et al., 2020a. Progress in Shale Gas Exploration in China and Prospects for Future Development. *China Petroleum Exploration*, 25(1): 31—44 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, W. Z., Hu, S. Y., Hou, L. H., et al., 2020b. Types and Resource Potential of Continental Shale Oil in China and Its Boundary with Tight Oil. *Petroleum Exploration and Development*, 47(1): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Pan, S. Q., Jing, Z. H., et al., 2020. Shale Oil and Gas Revolution and Its Impact. *Acta Petrolei Sinica*, 41(1): 1—12 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Zhao, Q., Cong, L. Z., et al., 2021. Development Progress, Potential and Prospect of Shale Gas in China. *Natural Gas Industry*, 41(1): 1—14 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 丁文龙, 许长春, 久凯, 等, 2011. 泥页岩裂缝研究进展. 地球科学进展, 26(2): 135—144.
- 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. 石油勘探与开发, 45(5): 763—774.
- 董少群, 曾联波, 曹茜, 等, 2018. 裂缝密度约束的离散裂缝网络建模方法与实践. 地质论评, 64(5): 1302—1313.
- 苟其勇, 2017. 基于叠前方位各向异性的裂缝预测技术在页岩储层中的应用. 中国石油石化, (3): 26—27.
- 苟启洋, 徐尚, 郝芳, 等, 2019. 基于微米CT页岩微裂缝表征方法研究. 地质学报, 93(9): 2372—2382.
- 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等, 2020. 四川盆地深层-超深层天然气勘探进展与展望. 天然气工业, 40(5): 1—14.
- 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. 石油与天然气地质, 37(6): 799—808.
- 何治亮, 聂海宽, 胡东风, 等, 2020. 深层页岩气有效开发中的地质问题——以四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组为例. 石油学报, 41(4): 379—391.
- 金之钧, 胡宗全, 高波, 等, 2016. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素. 地学前缘, 23(1): 1—10.
- 金之钧, 王冠平, 刘光祥, 等, 2021. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题. 石油学报, 42(7): 821—835.
- 林长木, 王红岩, 梁萍萍, 等, 2019. 川南地区五峰组-龙马

- 溪组黑色页岩纹层特征及其储集意义. 地层学杂志, 43(2): 133—140.
- 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. 地球物理学进展, 34(6): 2283—2300.
- 孙健, 包汉勇, 2018. 页岩气储层综合表征技术研究进展——以涪陵页岩气田为例. 石油实验地质, 40(1): 1—12.
- 唐晓明, 李盛清, 许松, 等, 2017. 页岩气藏水平测井裂缝识别及声学成像研究. 测井技术, 41(5): 501—505.
- 田鹤, 曾联波, 舒志国, 等, 2019. 页岩横向各向同性地应力预测模型中弹性参数的确定方法. 地质力学学报, 25(2): 166—176.
- 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. 石油与天然气地质, 41(3): 474—483.
- 王淼, 陈勇, 徐兴友, 等, 2015. 泥质岩中纤维状结构脉体成因机制及其与油气活动关系研究进展. 地球科学进展, 30(10): 1107—1118.
- 王濡岳, 胡宗全, 刘敬寿, 等, 2018. 中国南方海相与陆相页岩裂缝发育特征及主控因素对比——以黔北岑巩地区下寒武统为例. 石油与天然气地质, 39(4): 631—640.
- 吴建发, 赵圣贤, 范存辉, 等, 2021. 川南长宁地区龙马溪组富有机质页岩裂缝发育特征及其与含气性的关系. 石油学报, 42(4): 428—446.
- 袁玉松, 刘俊新, 周雁, 2018. 泥页岩脆-延转化带及其在页岩气勘探中的意义. 石油与天然气地质, 39(5): 899—906.
- 曾联波, 2008. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布. 北京: 科学出版社.
- 曾联波, 吕鹏, 屈雪峰, 等, 2020. 致密低渗透储层多尺度裂缝及其形成地质条件. 石油与天然气地质, 41(3): 449—454.
- 曾联波, 肖淑蓉, 1999. 低渗透储集层中的泥岩裂缝储集体. 石油实验地质, 21(3): 266—269.
- 詹仕凡, 陈茂山, 李磊, 等, 2015. OVT 域宽方位叠前地震属性分析方法. 石油地球物理勘探, 50(5): 956—966.
- 赵文智, 贾爱林, 位云生, 等, 2020a. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望. 中国石油勘探, 25(1): 31—44.
- 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等, 2020b. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界. 石油勘探与开发, 47(1): 1—10.
- 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等, 2020. 页岩油气革命及影响. 石油学报, 41(1): 1—12.
- 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等, 2021. 中国页岩气开发进展、潜力及前景. 天然气工业, 41(1): 1—14.

封面照片:天然裂缝是非常规油气储层和深层-超深层致密油气储层的有效储集空间及主要渗流通道,影响油气的运移、富集、保存、单井产能、开发方式及开发效果.综合地表露头、岩心、成像测井、常规测井和三维地震等多源异构数据信息,应用地质、地球物理和人工智能相结合的方法,能够有效地实现天然裂缝的定量表征和三维地质建模.具体内容参见曾联波等的研究.