

四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩裂缝发育特征及其控储意义

王濡岳^{1,2,3}, 胡宗全¹, 周彤¹, 包汉勇⁴, 吴靖⁵, 杜伟¹, 何建华⁶, 王鹏威¹, 陈前¹

[1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083;
3. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 100083; 4. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北武汉 430223;
5. 山东科技大学地球科学与工程学院, 山东青岛 266500; 6. 成都理工大学能源学院, 四川成都 610059]

摘要:利用岩心、测井、扫描电镜和相关样品物性分析等手段,探讨了四川盆地周缘五峰组-龙马溪组页岩裂缝类型、发育特征、分布规律及其对页岩气富集与保存的影响。结果表明:①页岩裂缝发育受沉积、成岩、构造与压力演化等因素共同影响。低角度滑脱缝与层理缝充填程度低,对储层孔隙度和渗透率均有贡献;高角度裂缝和水平层间缝通常被充填,裂缝有效性较低。低角度裂缝对高角度裂缝穿层性的调节对页岩气的富集与保存具有重要意义。②页岩微裂缝以非构造成因为主,上部低有机质高粘土层段层理缝与大尺度层间微裂缝发育程度低,小尺度粘土粒间孔缝发育,宜采用“密切割”和“高砂比”等储层改造工艺技术以提高缝网控制储量。底部硅质页岩层理缝、层间微裂缝和刚性矿物粒缘缝发育程度高,裂缝力学性质薄弱,它们与密集发育的低角度及小尺度高角度裂缝共生形成了有利的天然缝网系统。③中-浅埋深下层理缝和层间微裂缝渗透率显著高于基质,利于储层改造与页岩气的渗流。深层条件下裂缝与基质渗透率均较低且大致相当,储层渗流能力与压裂改造效果是影响深层页岩气高效开发的重要因素。

关键词:产能;物性;保存;裂缝;页岩气;五峰组-龙马溪组;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics of fractures and their significance for reservoirs in Wufeng-Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery

Wang Ruyue^{1,2,3}, Hu Zongquan¹, Zhou Tong¹, Bao Hanyong⁴, Wu Jing⁵, Du Wei¹, He Jianhua⁶,
Wang Pengwei¹, Chen Qian¹

[1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;
2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China;
3. Key Laboratory of Shale Gas and Oil Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 100083, China;
4. Exploration and Development Research Institute of Jiangnan Oilfield Branch Company, SINOPEC, Wuhan, Hubei 430223, China;
5. College of Earth Science and Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao, Shandong 266500, China;
6. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China]

Abstract: An integration of core and scanning electron microscopy (SEM) observation, FMI logging, and physical property analysis, is applied to discuss the types, characteristics and distribution of fractures and their effects on gas enrichment and preservation in the shale of Wufeng Formation-Longmaxi Formations in the Sichuan Basin and on its periphery. The results show that: (1) the development of shale fractures results from a combination of factors including sedimentation, diagenesis, tectonic and pressure evolution. Low angle slip fractures and bedding-parallel fractures at low level of filling are conducive to reservoir porosity and permeability development. High angle fractures and horizontal interlayer fractures are usually fully filled, leading to low effectiveness as fluid pathways. The modification of low angle fractures on the layer-transecting capacity of high angle fractures is of great significance to the enrichment and preservation of shale gas. (2) The micro-fractures of shale are mainly non-structural. The upper organic-lean interval

收稿日期:2021-07-26;修订日期:2021-10-08。

第一作者简介:王濡岳(1990—),男,博士、高级工程师,非常规油气地质与油气勘探规划。E-mail: wry1990@vip.qq.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41902134, 42172165);中国石油化工股份有限公司科技开发部项目(P20046-1)。

with high clay mineral content, is of low developmental degree of bedding-parallel and large-scale inter-layer micro-fractures; instead, the small-scale inter-clay particle micro-fractures are well-developed. In this case, the new hydraulic fracturing technologies of dense cluster spacing and high proppant concentration should be adopted to improve fracture network-controlled reserves. However, the bedding-parallel fractures, interlayer micro-fractures and rigid grain-edge fractures with weak mechanical properties are abundant in the lower siliceous shale interval; in addition, the coexistence of intensive low angle fractures and small-scale high angle fractures results in a favorable natural fracture network system. (3) The permeability of the bedding-parallel fractures and interlayer micro-fractures in shale intervals of shallow to middle burial depth, is significantly higher than that of the matrix, favorable for reservoir stimulation and seepage of shale gas. In contrast, permeability of fractures and matrix are both low and roughly equivalent for shale intervals of deep burial. Therefore, the reservoir seepage ability and hydraulic fracturing effect are essential factors for efficient development of deep shale gas.

Key words: productivity, physical property, preservation, fracture, shale gas, Wufeng-Longmaxi Formations, Sichuan Basin

页岩气作为常规油气资源的重要补充与接替领域,已成为全球油气勘探开发的热点。2009年以来,四川盆地及其周缘页岩气资源评价与勘探开发工作取得了显著成果与丰富认识^[1-9]。涪陵页岩气田的发现标志着中国页岩气勘探开发的重大突破,对中国非常规油气的勘探开发与能源结构的优化意义深远。四川盆地及其周缘页岩气资源丰富,地质资源量为 $57.27 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量达 $9.16 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[7],是中国海相页岩气勘探开发的重点地区。截至2020年底,四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气累计探明地质储量超过 $2.00 \times 10^{12} \text{ m}^3$,已相继发现涪陵、长宁、威远、昭通和威荣等多个大中型页岩气田,显示出巨大的勘探开发潜力(图1)。北美与四川盆地页岩气勘探开发经验表明,当天然裂缝发育或经压裂改造后能产生大量裂缝系统时,富有机质泥页岩可成为天然气富集与开发的有效储层^[4-5,9]。天然裂缝的发育能够改善页岩储集空间和渗流能力,提高游离气占比,影响页岩气开采效益^[9-12]。

南方页岩气勘探开发实践表明,页岩裂缝的发育受构造应力、脆性、有机质丰度、矿物组分与含量及成岩作用等因素影响,受控于南方多期构造运动,不同地区、层系页岩裂缝均不同程度发育,对页岩气的富集与保存具有重要影响^[4-5,9-13]。虽然五峰组-龙马溪组页岩气已投入商业开发,目前裂缝研究多聚焦于水力裂缝扩展机理与模拟、缝网可压性和裂缝敏感性等开发方面^[12,14]。但是,受限于资料掌握程度、勘探认识深度与早期重视程度的不足,五峰组-龙马溪组页岩裂缝发育特征、成因机制、分布规律与主控因素等地质研究方面仍处于探索阶段,不同类型和规模裂缝对页岩气富集高产和保存的影响仍需进一步深入分析。本文以四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩为研究对象,利用岩心、测井、扫描电镜(SEM)和相关物性分析等手段,分

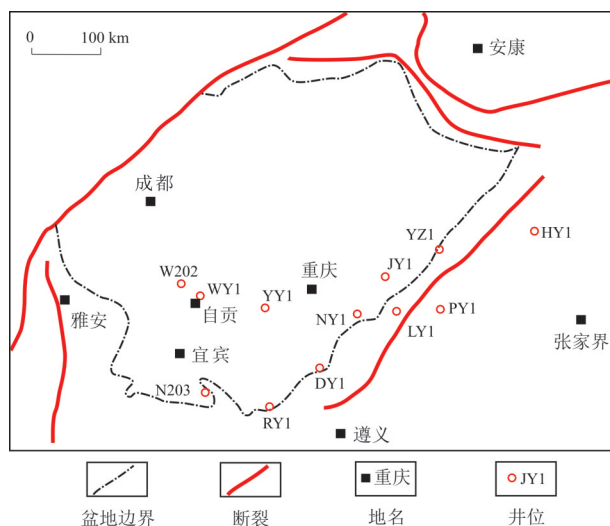


图1 四川盆地周缘五峰组-龙马溪组主要页岩气井分布
Fig. 1 Distribution of key shale gas wells in the Sichuan Basin and on its periphery

析页岩裂缝类型、发育特征与分布规律,探讨了裂缝对页岩气富集与保存的控制作用,以期为四川盆地及其周缘海相页岩气的勘探开发提供参考依据。

1 区域地质概况

四川盆地是以上扬子克拉通为基础发展而来的大型含油气叠合盆地。受构造与海侵影响,在晚奥陶世一早志留世两次全球性海侵的作用下,四川盆地及其周缘地区上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组广泛沉积,富含笔石化石。五峰组-龙马溪组岩相以硅质、粘土质、钙质和粉砂质页岩为主,五峰组与龙马溪组一亚段底部优质页岩均具有薄层、富碳、富硅、深水 and 低沉积速率等显著特征,为目前页岩气勘探开发的核心

层段^[15]。

四川盆地及其周缘地区经历了多期构造运动。其中燕山运动控制了东、西构造的差异演化,对海相页岩层系的分布与保存条件等产生了关键影响;齐岳山断裂以西地区主要抬升期为晚白垩世,构造变形与抬升幅度较小,页岩气富集与保存条件总体较好;齐岳山断裂以东地区变形时间为晚侏罗世,抬升时间早、构造改造强烈,构造样式以隔槽式褶皱为主,页岩储层与保存条件及其演化过程更为复杂^[16]。

2 页岩裂缝发育特征与主控因素

2.1 宏观裂缝

2.1.1 裂缝类型

基于页岩裂缝的地质成因、力学性质和发育特征等,可将页岩裂缝从地质成因上分为构造裂缝和非构造裂缝2大类(表1)。在宏观尺度,五峰组-龙马溪组页岩裂缝成因主要有3类,即沉积成因、构造成因和异常压力成因^[9-11,17-19]。沉积成因裂缝主要为层理缝,构造成因裂缝主要为高角度剪性与张剪性裂缝和低角度滑脱缝,异常压力缝主要为顺层纤维状方解石脉体和生排烃裂缝。由于页岩抗构造改造与抗风化能力较弱,野外露头已无法真实反映埋藏条件下裂缝特征,故本文宏观裂缝以岩心裂缝为主要研究对象。

1) 沉积成因裂缝

沉积成因层理缝开度较小,其成因与沉积过程中存在沉积物成分、结构的差异有关^[9],层理面一般也对应于力学转换面,在沉积与成岩演化过程中,层理面裂开形成层理缝并具有低电阻率特征(图2a,d,g)。

2) 构造成因裂缝

构造成因裂缝主要为高角度剪性与张剪性裂缝和

低角度滑脱缝,开度一般较大,主要介于毫米-厘米级。高角度裂缝一般以一定角度切穿或终止于层理面(图2b,c)。低角度滑脱缝倾角较小,一般呈水平或低角度状态,缝面上常见擦痕、阶步或光滑镜面,此类裂缝主要在伸展或挤压作用下,由顺层剪应力作用产生滑脱而形成(图2e)。此外,五峰组底部页岩发育少量高角度扭动性裂缝,碎裂化-碎粉化泥质充填,缝面见擦痕(图2i)。高角度构造缝与层理缝和滑脱缝等低角度裂缝共生可构成裂缝网络系统(图2h,i)。

3) 异常压力成因裂缝

异常压力成因裂缝主要由流体压力作用形成,富有机质泥页岩储层成岩与生烃阶段普遍超压,古压力系数可达2.2以上^[20-22],超压裂缝普遍发育^[23]。异常高压缝的开启与闭合具有循环往复性,利于顺层纤维状脉体的生长(图2f,h)。受南方多期构造运动影响,层间方解石充填缝胶结薄弱,易重新开启、改造形成低角度滑脱缝(图2e)。

2.1.2 裂缝纵向发育特征

五峰组-龙马溪组页岩岩心裂缝发育特征表明,高角度构造缝和异常压力缝等裂缝通常被充填,裂缝有效性较低(图2)。层理缝与低角度滑脱缝充填程度低,对页岩储层孔隙度和渗透率均具有重要贡献,裂缝有效性高。以JY1井为例,自上而下,高角度构造缝裂缝规模与尺度逐渐降低,低角度层理缝与滑脱缝数量逐渐增加,五峰组-龙马溪组底部优质页岩段以层理缝为主的低角度裂缝发育程度最高(图2a,j),为最优含气性与水平井穿行层段。

2.2 微观裂缝

对于基质孔隙度极低的页岩储层,微裂缝对于改善其储集和渗透性能具有重要作用,它既能提供储集

表1 四川盆地周缘五峰组-龙马溪组页岩裂缝主要类型及其成因

Table 1 Main types and origin of fractures in the Wufeng-Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery

类型	亚类	主要成因
构造裂缝	剪切裂缝	局部或区域构造应力作用下,泥页岩剪切/张性破裂形成,常与褶皱或断层伴生,裂缝以中高角度为主
	张剪性裂缝	
	低角度滑脱缝	伸展或挤压构造作用下,沿层理或层间薄弱面滑动剪切形成
	高角度扭动性裂缝	压扭或张扭作用下,剪切裂缝沿缝面发生明显滑动位移形成
非构造裂缝	层理缝	沉积过程中沉积物成分、结构的差异使力学性质薄弱的剥离线理广泛发育,易于剥离
	层间缝	层间黄铁矿生长、页岩生排烃异常压力等作用下形成
	溶蚀缝	有机酸等地层流体对不稳定矿物溶蚀作用下形成
	成岩收缩缝	岩石干缩、脱水、矿物相变或热力收缩等作用下形成
	风化裂缝	风化、淋滤等作用下形成

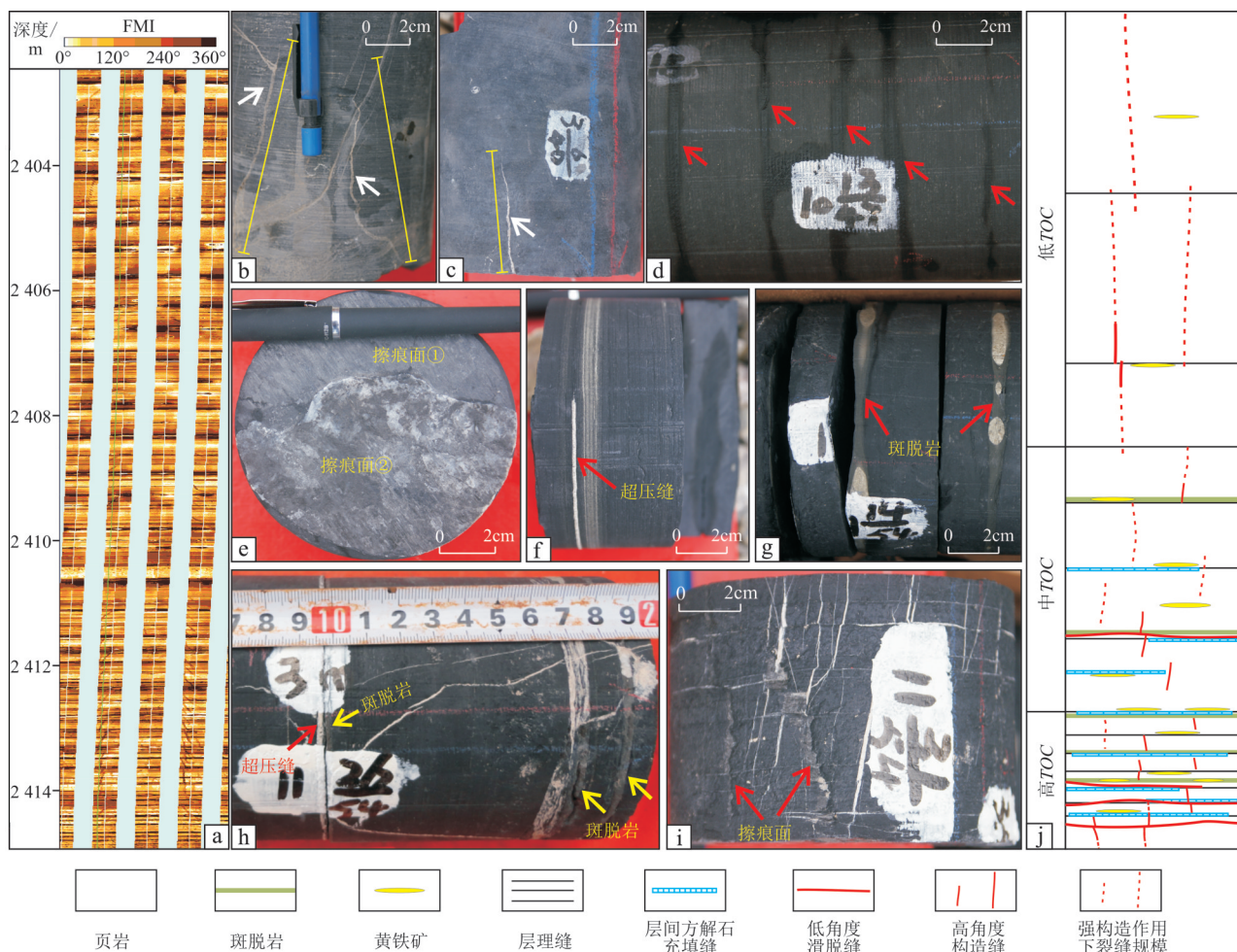


图2 四川盆地JY1井五峰组-龙马溪组底部页岩裂缝发育特征

Fig. 2 Fracture characteristics of the shale at the bottom of Wufeng-Longmaxi Formations in Well JY1, Sichuan Basin

a. 五峰组和龙马溪组下部成像测井图, 页理与层间缝发育; b. 低TOC层段高角度构造缝, 纵向延伸长, 埋深2 330.9 m, S_1^1 , 岩心照片; c. 中TOC层段高角度构造缝, 裂缝长度与开度有所减小, 埋深2 342.0 m, S_1^1 , 岩心照片; d. 层理缝, 未充填, 埋深2 403.5 m, S_1^1 , 岩心照片; e. 层间滑脱缝, 见擦痕, 埋深2 407.9 m, S_1^1 , 岩心照片; f. 层间超压裂缝与黄铁矿纹层, 埋深2 404.8 m, S_1^1 , 岩心照片; g. 层理缝与斑脱岩夹层, 易于剥离, 埋深2 412.3 m, O_3w , 岩心照片; h. 高角度构造缝与水平方解石充填缝, 埋深2 414.0 m, O_3w , 岩心照片; i. 高角度构造缝与水平方解石充填缝发育, 见两条扭动性裂缝, 缝面见擦痕, 埋深2 414.5 m, O_3w , 岩心照片; j. 不同类型裂缝纵向发育模式

空间与渗流通道, 提高游离气和吸附气的含量, 又影响着储层的可压裂性与改造效果。对于储集空间以纳米-微米尺度为主的页岩, 光学显微镜已无法对微裂缝进行有效识别, 故本文主要针对扫描电镜尺度下微裂缝特征开展分析。

2.2.1 裂缝类型

与页岩宏观裂缝相比, 微裂缝不仅表现出尺度上的差异, 在成因和分布上亦具有显著差异。纳米-微米尺度下构造裂缝在页岩中较为少见, 微裂缝一般为成岩和沉积等非构造成因, 主要为对矿物或有机质等成分具有选择性的层间微裂缝、粒缘(间)缝和粒内缝。此外, 在纳米-微米尺度, 微裂缝与微孔隙之间的界线

并非像宏观尺度下孔、缝那般易于区分, 页岩微观储集空间通常以裂缝-孔隙复合网络的形式存在, 狭长的部位具有裂缝特征, 而膨大部位则具有孔隙特征。

1) 层间微裂缝

延伸长度一般为50~100 μm , 甚至可达毫米级, 宽度主要介于0.1~5.0 μm , 延伸方向与矿物定向排列方向基本一致, 并不特定地选择某一种矿物而发育, 主要由有机质收缩及粒缘缝相互连通而形成(图3)。

2) 粒缘(间)缝

特定地选择某种矿物颗粒或有机质的边缘而发育, 延伸长度一般小于50 μm , 宽度普遍小于0.5 μm , 局部可达1 μm (图4)。扫描电镜下粒缘(间)缝通常具有以下几种发育特征: ①发育在片状及凝絮状粘土颗

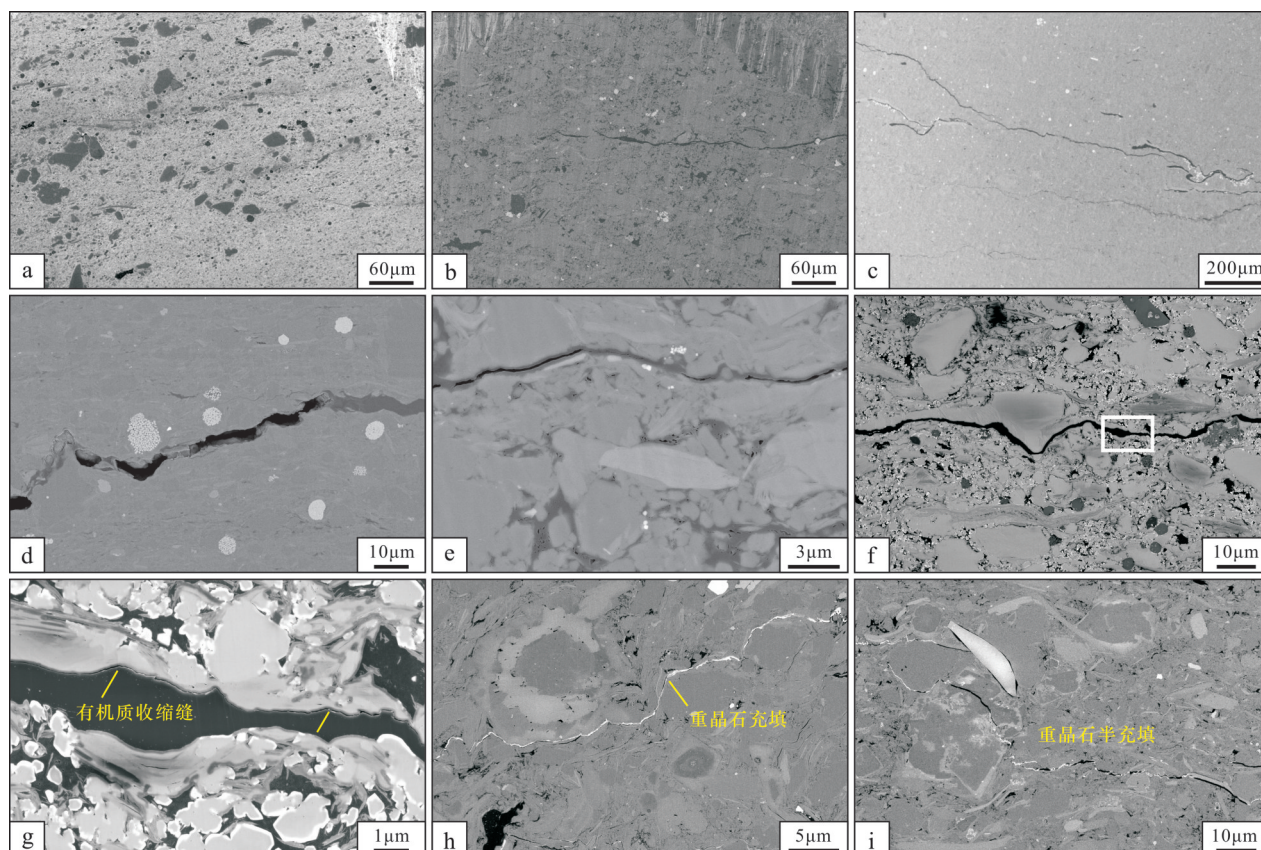


图3 四川盆地周缘五峰组-龙马溪组层间微裂缝扫描电镜下发育特征

Fig. 3 Characteristics of interlayer micro-fractures as shown by SEM in the Wufeng-Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery

a. 层间缝发育程度低, S_1l^1 上部, 埋深 2 337.9 m, JY1 井; b. 层间缝, 有机质充填, S_1l^1 下部, 埋深 3 812.4 m, DY5 井; c. 层间缝, 有机质充填, O_3w , 埋深 2 821.1 m, JY8 井; d. 层间缝, 有机质半充填, S_1l^1 上部, 埋深 2 330.5 m, JY1 井; e. 层间缝, 有机质半充填, S_1l^1 中下部, 埋深 2 385.4 m, JY1 井; f. 层间缝, 有机质充填, S_1l^1 下部, 埋深 3 856.6 m, YY1 井; g. 图 f 局部放大, 有机质边缘见收缩缝; h. 层间缝, 粒缘缝沟通形成, 重晶石充填, S_1l^1 上部, 埋深 3 819.4 m, YY1 井; i. 层间缝, 粒缘缝沟通形成, 重晶石半充填, O_3w , 埋深 3 870.8 m, YY1 井

粒间与颗粒边缘, 可能由粘土矿物收缩或颗粒间与颗粒边缘力学薄弱面在应力作用下形成; ②发育在有机质与矿物颗粒边缘, 此类裂缝主要由有机质和粘土矿物收缩作用产生; ③发育在黄铁矿和碳酸盐等刚性矿物颗粒间与颗粒边缘。

3) 粒内缝

通常较为少见, 部分颗粒状黄铁矿集合体、长石和碳酸盐等矿物内部可见(图 4g—i), 碳酸盐矿物内部通常表现为溶蚀孔洞而非狭长裂缝形态, 其形成主要受溶蚀、重结晶和交代作用影响。

2.2.2 微裂缝发育特征

页岩中微裂缝的充填物有两大类, 一类是有机质, 另一类是无机矿物。高有机质含量和丰富的有机质孔是页岩气富集的关键因素, 因此, 微裂缝充填有机质既指示了微裂缝有一定的储集能力和渗流能力, 又表明其对有机质在页岩内部的局部调整具有重要意义。页

岩层间微裂缝与有机质和粘土矿物关系密切: 原始沉积有机质富集的部位一般对应力学薄弱部位, 易于发育微裂缝; 裂缝形成后, 原油等塑性有机质顺裂缝流动, 进一步扩展了裂缝的延伸长度和范围; 后期有机质固化为沥青后, 有机质充填裂缝仍为力学薄弱部位, 更易开启与活化形成新的裂缝。压裂改造过程中, 层间微裂缝更利于网状裂缝网络的形成。此外, 微裂缝形态、发育部位及充填情况等特征对页岩孔隙-裂缝系统建造和改造演化过程研究具有重要指示意义。

五峰组-龙马溪组下部富有机质层段层间微裂缝尺度总体较大, 延伸长度可达毫米级, 多数被有机质充填, 少数为有机质半充填, 有机质以笔石为主, 边缘普遍发育收缩缝(图 3e—g), 反映层间微裂缝形成与有机质沉积、生排烃和体积收缩等作用密切相关。龙马溪组上部和五峰组底部有机质含量较低的层段, 层间微裂缝尺度一般较小, 充填有机质程度较低, 大部分裂缝段未充填, 局部被有机质和粘土矿物呈“桥段式”充填,

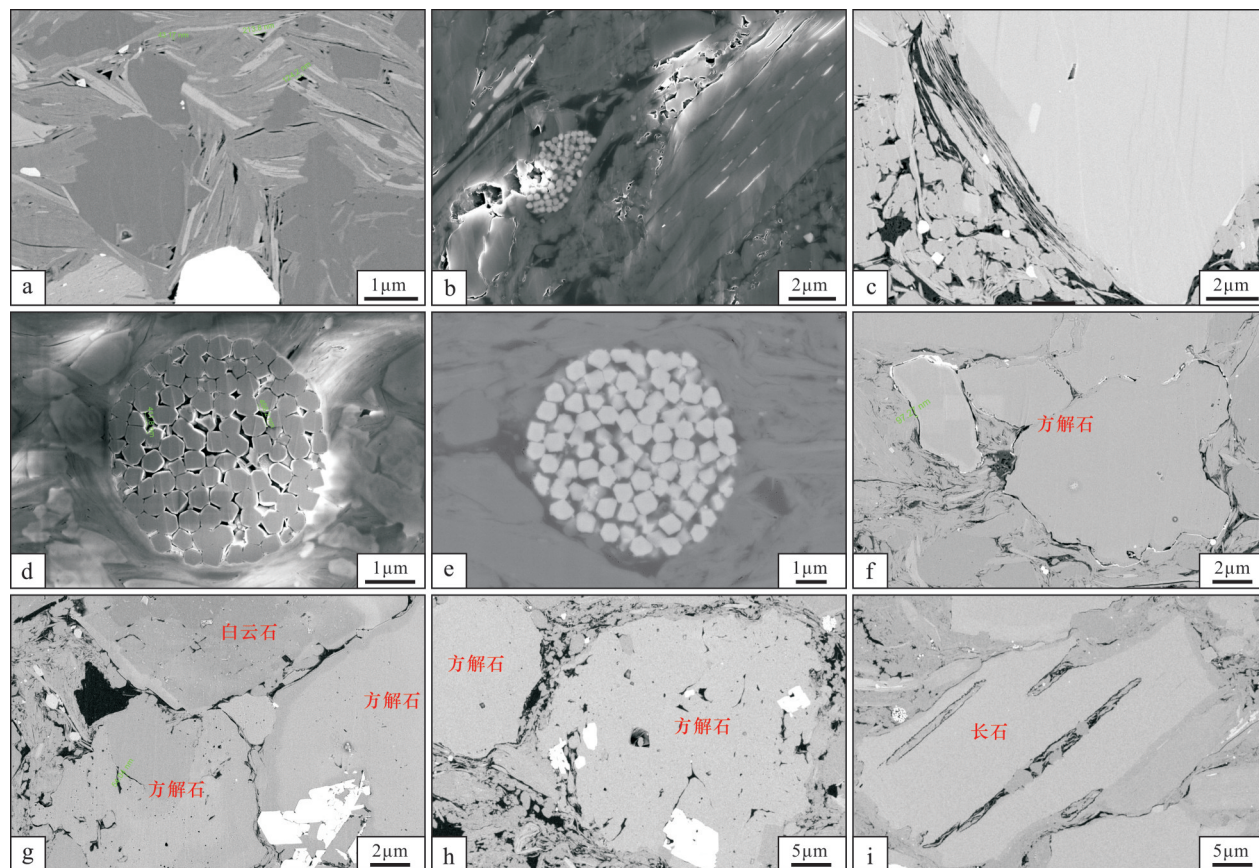


图4 四川盆地周缘五峰组-龙马溪组粒缘(间)缝与粒内缝扫描电镜下发育特征

Fig. 4 Characteristics of grain-edge (inter-particle) and intra-particle fractures as shown by SEM in the Wufeng-Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery

a. 粘土矿物粒间缝, 未充填为主, S_1^l 上部, 埋深 3 800.6 m, YY1 井; b. 矿物粒缘(间)缝, O_3w , 埋深 2 593.1 m, JY4 井; c. 粘土矿物粒间缝, 有机质充填为主, S_1^l 下部, 埋深 2 407.4 m, JY1 井; d. 莓状黄铁矿及粘土矿物粒间孔缝, S_1^l 上部, 埋深 3 784.2 m, YY1 井; e. 莓状黄铁矿及粘土矿物粒间孔缝, 有机质充填, O_3w , 埋深 2 414.9 m, JY1 井; f. 方解石粒缘缝, S_1^l 中部, 埋深 2 373.6 m, JY1 井; g. 碳酸盐矿物粒缘、粒内孔缝发育, 有机质充填为主, O_3w , 埋深 3 865.6 m, YY1 井; h. 碳酸盐颗粒内孔缝, 有机质充填, S_1^l 下部, 埋深 3 587.3 m, WY1 井; i. 长石溶蚀缝, 粘土矿物与有机质充填, S_1^l 下部, 埋深 2 049.0 m, DY1 井

反映在有机质不足的条件下, 层间微裂缝主要受矿物收缩、转化和结晶等作用影响(图 3d, h, i)。

粒缘(间)与粒内缝充填特征与层间微裂缝相似, 五峰组-龙马溪组底部富有机质低粘土层段刚性矿物颗粒间粒缘和粒间孔缝发育程度高, 大部分被有机质充填(图 4), 上部低 TOC 、高粘土含量层段粒间孔缝多发育于粘土矿物间, 有机质充填程度较低(图 4a, d)。威远和永川等高碳酸盐矿物含量地区碳酸盐岩内部溶蚀孔缝普遍发育, 五峰组-龙马溪组底部高 TOC 与高碳酸盐矿物含量层段碳酸盐矿物粒缘缝与粒内溶蚀孔缝发育程度较高(图 4g, h), 中、上部低 TOC 含量层段碳酸盐矿物粒缘与粒内孔缝发育程度低, 其原因可能为富有机质层段有机质生排烃产生较多有机酸等酸性流体, 对碳酸盐矿物溶蚀作用较强。

川南威远和永川等高碳酸盐矿物含量地区可见部

分重晶石充填裂缝, 重晶石与裂缝壁间胶结较为薄弱, 易于开启与活化(图 3h, i)。川南地区五峰组下部为低有机质粘土质页岩, 与川东地区五峰组下部富有机质硅质页岩具有一定差异^[15, 24], 使川南五峰组下部页岩微裂缝发育特征与龙马溪组中、上部相似, 无机矿物粒间孔缝发育程度与未充填程度较富有机质硅质页岩有所上升, 碳酸盐矿物粒内孔缝发育程度较低。

2.3 裂缝发育主控因素

构造因素是影响页岩裂缝发育的最主要控制因素之一, 裂缝的发育程度受构造应力与构造部位控制明显, 在相同岩相条件下, 距断层与褶皱核部越近, 高角度裂缝与低角度滑脱缝密度越大^[9-11]。天然裂缝的形成与分布除受构造应力控制外, 还受岩相与矿物组分、地层厚度、 TOC 和储层非均质性等因素影

响^[10,25]。对五峰组-龙马溪组页岩而言,TOC与石英含量的正相关性(图5a)导致裂缝发育程度与石英含量(脆性)和TOC含量均呈正相关关系,并促进了构造缝与层理缝的发育(图5b,c)。天然裂缝的形成与分布除受构造应力和脆性控制外,主要受地层厚度影响^[26],随层厚的增大,裂缝密度降低,裂缝尺度增加;层厚越小,裂缝密度越大,但裂缝尺度会随之减小(图2j,图5d)。

3 裂缝对页岩气保存与富集的影响

3.1 裂缝对页岩气保存的影响

对于南方海相页岩气,保存条件至关重要。低角度裂缝应力敏感性强,深埋深条件下渗透率降幅显著,具有一定自封性,优越的顶底板条件是页岩气有效保存的基础^[28-29],而高角度裂缝的发育规模通常能够反映页岩气的保存条件^[9-10,30-31]。以川东南地区为例,含气与保存条件良好的背斜构造稳定区,高角度缝主要发育于五峰组-龙马溪组一段底部,并相对集中出现在五峰组(图2h,i),裂缝规模较小,多被方解石充填或半充填,基本未见开启裂缝;断裂带附近的裂缝发育

区,高角度裂缝尺度与规模明显增加(图2j),纵向上龙马溪组底部与中上部均可见高角度裂缝,部分裂缝呈开启状态,保存条件较差。渝东南盆缘转换带不同地区五峰组-龙马溪组页岩高角度裂缝发育特征与页岩气压力系数与产能关系表明(图6),自西向东,随构造改造作用的增强,优质页岩段高角度构造缝的发育程度和规模逐渐增大,对应页岩气井地层压力系数与测试产量也逐渐降低。

海相页岩高脆性与较大的单层厚度在强构造作用下易发育大尺度穿层裂缝,不利于页岩气的保存。JY1井五峰组底部网状缝截切关系显示(图2i),高角度缝在纵向上截切了多个水平层理面,并在水平缝两侧出现小幅错位,即高角度缝被水平缝错断;同时,高角度裂缝宽度在水平缝发育的层段内部存在差异,表明水平缝对高角度裂缝的发育起重要调节作用。五峰组-龙马溪组底部页岩层理缝发育程度较高,水平层理/层间缝的活动导致高角度缝的纵向连通性变差,对页岩气的保存具有积极意义。因此,适度的构造作用与密集发育的层理缝能够产生大量小尺度裂缝(缝高普遍小于10 cm)并避免穿层裂缝的形成(图2h—j),这种“断而不穿,裂而不破”的状态最为理想^[5,10]。

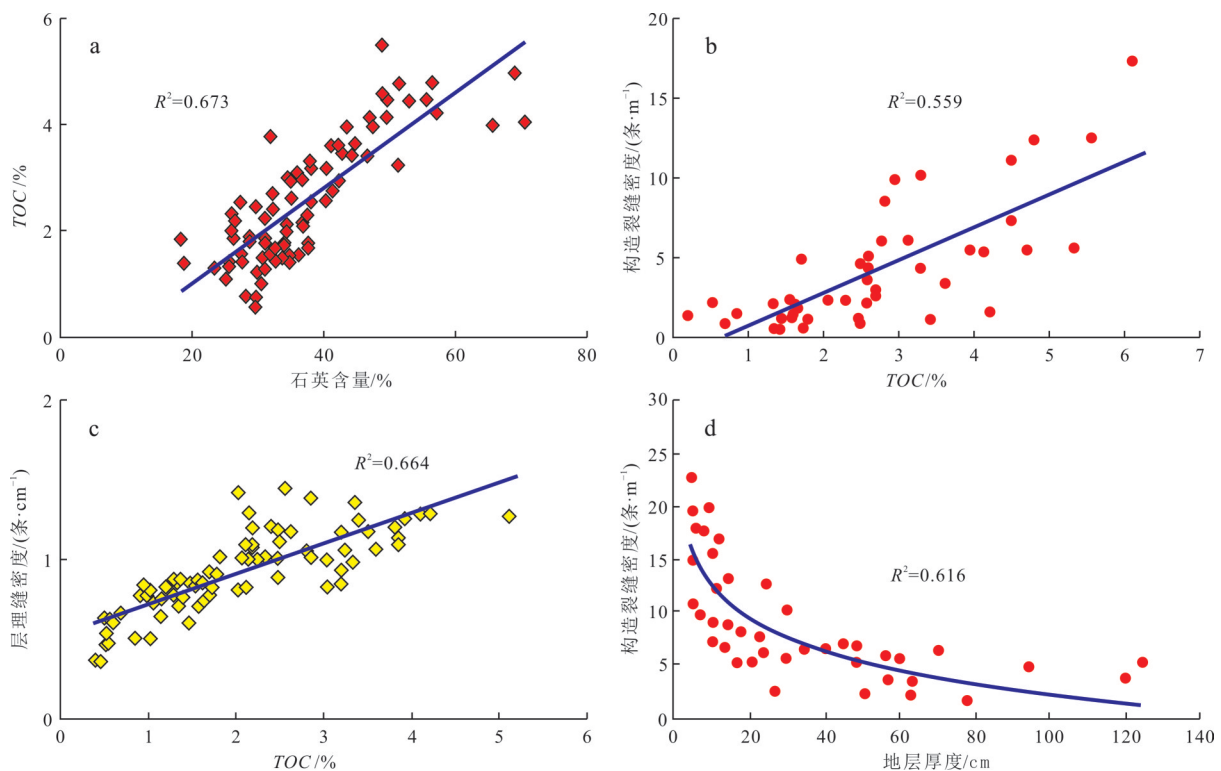


图5 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩裂缝发育主控因素

Fig. 5 Main factors controlling fracture development in the Wufeng-Longmaxi shale, southeastern Sichuan Basin

a. TOC与石英含量关系;b. 构造裂缝密度与TOC关系;c. 层理缝密度与TOC关系^[27];d. 构造裂缝密度与地层厚度关系

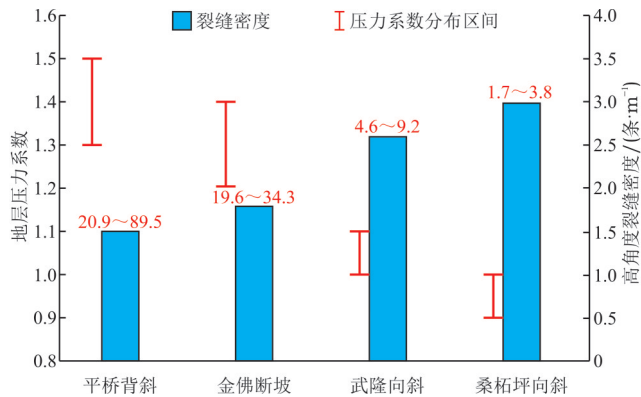


图6 川东南盆缘转换带五峰组-龙马溪组页岩构造裂缝发育特征与页岩气产能关系(资料据文献[32])

Fig. 6 Relationship between structural fracture density and productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi shale in the tectonic transition zone, southeastern Sichuan Basin (after reference [32]) (图中红色数值为测试产量, 10⁴ m³/d。)

3.2 裂缝对页岩气富集与高产的影响

四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气勘探开发实践已证实,页岩气富集及高产除与地质因素(高TOC含量、高脆性矿物含量和高孔隙度等)和工程因素相关外,还与天然裂缝的发育程度密切相关^[9,12]。四川盆地中、浅层海相页岩气工程技术已基本成熟,实现了关键技术装备的国产化并建立了高效开发产业化模式,而深层页岩气仍存在诸多尚未解决的技术难题,目前仍处于探索阶段。因此,较强应力敏感性页岩裂缝原地条件下的开启、闭合状态及其对页岩物性与勘探开发的影响仍需进一步深入分析。

对于基质中广泛分布的粒间微裂缝,可通过页岩覆压物性变化特征分析其原地条件下开启性与有效性特征。五峰组-龙马溪组底部页岩储层纵向上在岩性、笔石带、矿物组分及有机质构成等方面具有明显差异^[15,33],导致不同层段页岩物性敏感性存在差异。上部粘土质页岩段物性敏感性较高,30 MPa围压下孔隙度与渗透率降低显著(图7),表明虽然上部富粘土页岩段粘土矿物粒间孔缝发育程度较高,但应力敏感性较强,原地条件下微裂缝开启程度较低,扫描电镜下观察到的大量粘土矿物粒间微裂缝多为应力释放成因。底部硅质页岩富含脆性矿物,应力敏感性相对低于上部粘土质页岩,表明页岩刚性矿物粒间微裂缝开启度与有效性较高。

对于尺度较大的层理缝与层间微裂缝,则利用微米CT手段筛选、选取不同裂缝发育程度样品开展页岩覆压孔隙度和渗透率变化特征实验。不同孔隙类型页岩

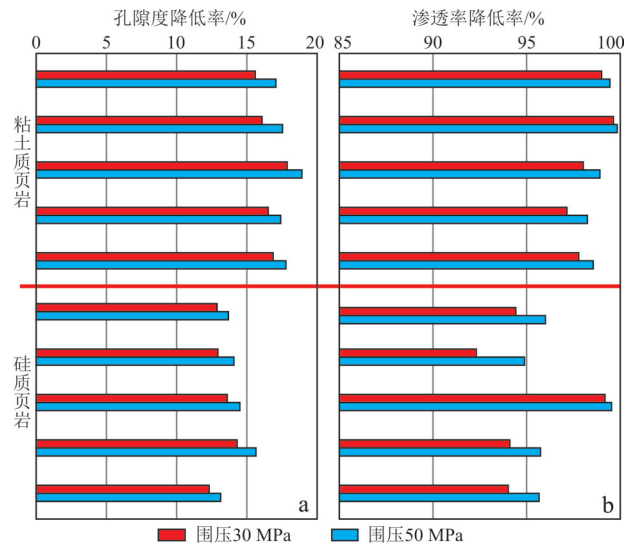


图7 四川盆地周缘五峰组-龙马溪组页岩储层覆压条件下物性变化特征

Fig. 7 Physical property variation of the Wufeng-Longmaxi shale under overburden pressure, Sichuan Basin and its periphery
a. 孔隙度; b. 渗透率

岩储层覆压物性变化特征显示,裂缝型孔隙应力敏感性极强,相比于基质孔隙,以层理缝为主的裂缝型孔隙在30 MPa围压下孔隙度已降至无围压条件下的40%左右。基质孔隙应力敏感性远远弱于裂缝型孔隙,30~50 MPa围压下孔隙度普遍保持在初始值的85%以上(图8a)。四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气建产区有效应力普遍介于25~50 MPa,地层条件下层理缝和层间微裂缝在储集空间中占比较低,储集空间以基质孔隙为主。渗透性方面,裂缝型孔隙与基质孔隙均具有强应力敏感性,随有效应力的增大渗透率急剧降低,30 MPa围压下渗透率已降至初始值的10%以下。对比发现,围压小于35 MPa阶段,裂缝渗透率降低速率较低,裂缝渗透率保持度高于基质渗透率;当围压大于35 MPa时,裂缝渗透率持续降低且降幅大于基质渗透率,裂缝与基质渗透率大致相当(图8b)。以川东焦石坝地区为例,在地层压力系数为1.5的条件下,有效应力35~40 MPa对应于埋深3 500 m附近,正好对应深层与中、浅层页岩气埋深界线。因此,虽然层理缝和层间微裂缝等对储集空间贡献程度较低,但对中浅层页岩气的渗流具有重要贡献。此外,四川盆地内五峰组-龙马溪组页岩分布区普遍超压,超压对页岩物性的应力敏感性具有一定缓解作用。

页岩宏观和微观裂缝常与有机/无机矿物孔隙形成复杂的孔-缝网络。在水平井压裂改造过程中,人工裂缝纵向延伸,沟通由层理缝、层间微裂缝、粒缘

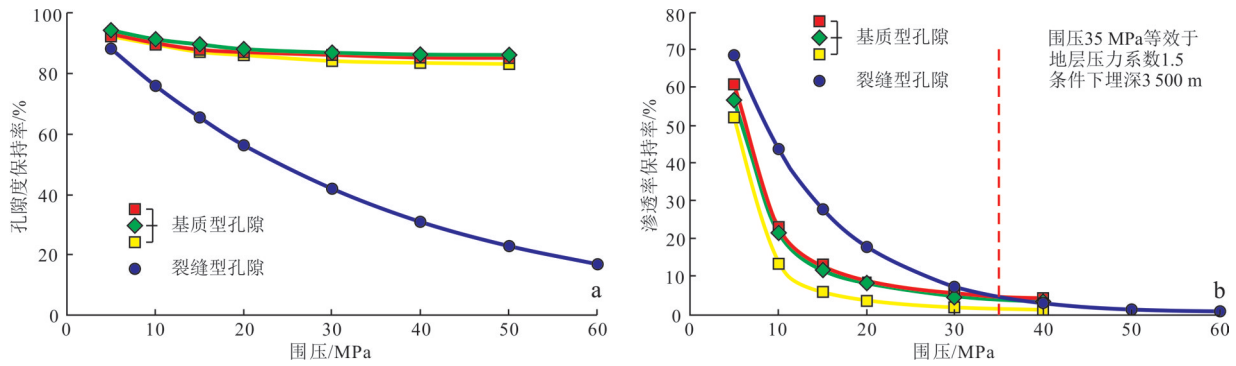


图8 四川盆地周缘五峰组-龙马溪组不同孔隙类型页岩储层覆压条件下物性变化特征

Fig. 8 Retention porosity and permeability of shale reservoirs with different pore types vs. overburden pressure

a. 孔隙度; b. 渗透率

(间)缝和有机质孔隙等构成的孔-缝网络,有效增大了井筒周围页岩气泄流面积与储层渗透性(图9)。

五峰组-龙马溪组上部贫有机质页岩段有机孔发育程度低,虽然无机矿物粒间孔、缝较为发育(原地条件开启度较低),但由于较低的TOC含量与较强的亲水性,储集空间含水饱和度较高,总含气量与吸附气含量均低于下部优质页岩段。上部高粘土含量页岩段塑性较强,裂缝连通性较差,水力裂缝闭合程度高,压裂改造难度大,不利于复杂缝网的形成与保持(图9a,b),压裂改造效果往往差于底部硅质页岩段,因此应增加

水力裂缝切割密度和加砂强度以提高缝网控制储量,这同样也是未来陆相页岩油气高效开发所面临的重要问题与进一步攻关方向。与上部页岩相比,底部硅质页岩宏观层理缝、刚性矿物粒缘(间)缝和层间微裂缝发育程度较高,虽然大部分被有机质充填,但有机质与矿物边缘间有机质收缩缝广泛发育,且有机质与无机矿物胶结面力学性质薄弱,更易开启、活化。压裂改造过程中,硅质页岩内大量胶结薄弱的刚性矿物粒缘缝、层间微裂缝和层理缝更利于复杂缝网的形成与保持(图9c,d)。目前,涪陵页岩气田已由“多簇密切割+投

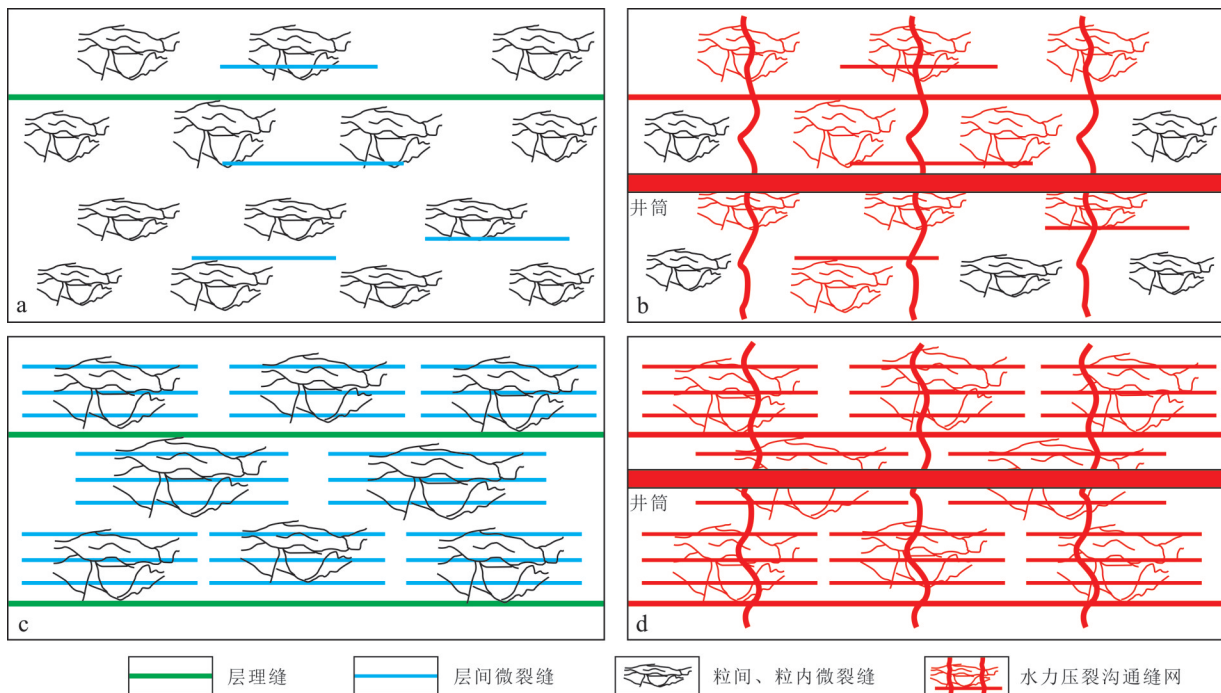


图9 川东南地区五峰组-龙马溪组不同页岩段裂缝发育特征及其压裂改造特征示意图

Fig. 9 Schematic diagrams showing fracture characteristics of different shale intervals in the Wufeng-Longmaxi shale and its implications for fracturing in southeastern Sichuan Basin

a. 粘土质页岩段(焦石坝上部气层)裂缝发育特征; b. 粘土质页岩段压裂改造后缝网沟通特征; c. 硅质页岩段裂缝发育特征; d. 硅质页岩段压裂改造后缝网沟通特征

球转向+连续加砂”第二代压裂工艺技术迈入“多段多簇密切割+限流压裂+高强度加砂”第三代压裂新工艺,使单井测试产量得到显著提高,压裂成本大幅降低;同时,针对深层页岩地应力绝对值增加、页理缝和微裂缝闭合程度高等难点,采用细分段、提导流为主体的工艺,实现了涪陵江东区块深层页岩气的有效开发^[34]。

川南地区五峰组-龙马溪组沉积环境为钙质深水陆棚^[15,24],页岩中碳酸盐矿物含量高于川东地区^[33,35-36],层理缝与层间微裂缝发育程度有所降低,且盆内页岩分布区埋深普遍大于3 500 m^[36],钻完井与储层改造面临岩性复杂多变、可钻性差、压裂改造难度大等诸多难点^[37-38]。威荣深层页岩气田通过采用“细分簇密切割+高强度加砂+暂堵”工艺技术,使新试气井平均测试产量较前期评价井提高了26.7%,但在裂缝展布与切割密度对缝控储量和最终采收率的影响等方面还需进一步深入研究。因此,四川盆地五峰组-龙马溪组深层页岩气储层裂缝发育特征及其对页岩气富集、高产与储层改造工艺技术选取的影响在未来应予以重点关注。

4 结论

1)四川盆地周缘五峰组-龙马溪组页岩裂缝发育受沉积、成岩、构造与压力演化等多因素影响。高角度构造缝和水平层间缝通常被充填,裂缝有效性较低;低角度滑脱缝与层理缝充填程度低,对页岩储层孔隙度和渗透率均具有贡献,裂缝有效性高。受密集发育的层理缝与层间缝调节,五峰组-龙马溪组底部页岩低角度层理缝、层间缝和滑脱缝与小尺度高角度构造缝的共生形成了有利的天然缝网系统。

2)页岩微裂缝以非构造成因为主,五峰组-龙马溪组上部低有机质高粘土层段层理缝与层间微裂缝发育程度低,水力裂缝闭合度高,宜采用“密切割”和“高砂比”等储层改造工艺技术以提高缝网控制储量。底部硅质页岩层理缝、层间微裂缝和刚性矿物粒缘(间)缝发育程度与有机质充填程度高,有机质收缩缝广泛发育,裂缝力学性质薄弱,更易开启、活化,利于复杂缝网的形成。

3)低角度裂缝对高角度裂缝穿层性的调节对页岩气的富集与保存具有重要意义。良好的物质基础、适度的构造改造、密集发育的低角度裂缝和微裂缝等因素的良好匹配是页岩气富集高产的关键。中、浅埋深下层理缝和层间微裂缝渗透率显著高于基质,利于储层改造与页岩气的渗流。深层条件下裂缝与基质渗透

率均较低且大致相当,储层渗流能力与压裂改造效果是影响深层页岩气高效开发的重要因素。

致谢:本论文编写过程中,引用了中国石化勘探分公司、西南油气分公司、江汉油田分公司和华东油气分公司的宝贵资料,在此表示衷心感谢!

参 考 文 献

- [1] 郭旭升,李宇平,腾格尔,等.四川盆地五峰组-龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J].石油勘探与开发,2020,47(1):1-9.
Guo Xusheng, Li Yuping, Borjigen Tenger, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Production, 2020, 47(1): 1-9.
- [2] 孙焕泉,周德华,蔡勋育,等.中国石化页岩气发展现状与趋势[J].中国石油勘探,2020,25(2):14-26.
Sun Huanquan, Zhou Dehua, Cai Xunyu, et al. Progress and prospect of shale gas development of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14-26.
- [3] 郭彤楼.页岩气勘探开发中的几个地质问题[J].油气藏评价与开发,2019,9(5):14-19.
Guo Tonglou. A few geological issues in shale gas exploration and development[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 14-19.
- [4] 郭旭升,胡东风,魏志红,等.涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J].中国石油勘探,2016,21(3):24-37.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [5] 何治亮,聂海宽,张钰莹.四川盆地及其周缘奥陶系五峰组-志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J].地学前缘,2016,23(2):8-17.
He Zhiliang, Nie Haikuan, Zhang Yuying. The main factors of shale gas enrichment of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 8-17.
- [6] 胡宗全,杜伟,彭勇民,等.页岩微观孔隙特征及源-储关系:以川东南地区五峰组-龙马溪组为例[J].石油与天然气地质,2015,36(6):1001-1008.
Hu Zongquan, Du Wei, Peng Yongmin, et al. Microscopic pore characteristics and the source-reservoir relationship of shale: A case study from the Wufeng and Longmaxi Formations in Southeast Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(6): 1001-1008.
- [7] 何登发,马永生,刘波,等.中国含油气盆地深层勘探的主要进展与科学问题[J].地学前缘,2019,26(1):1-12.
He Dengfa, Ma Yongsheng, Liu Bo, et al. Main advances and key issues for deep-seated exploration in petroliferous basins in China[J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1): 1-12.
- [8] 王濡岳,胡宗全,董立,等.页岩气储层表征评价技术进展与

- 思考[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42 (1): 54-65.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Dong Li, et al. Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42 (1): 54-65.
- [9] 郭旭升, 胡东风, 魏祥峰, 等. 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, 2016, 37 (6): 799-808.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Li Yuping, et al. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37 (6): 799-808.
- [10] 王濡岳, 胡宗全, 刘敬寿, 等. 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[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 631-640.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Liu Jingshou, et al. 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 [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 631-640.
- [11] 田鹤, 曾联波, 徐翔, 等. 四川盆地涪陵地区海相页岩天然气裂缝特征及对页岩气的影响[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41 (3): 474-483.
- Tian He, Zeng Lianbo, Xu Xiang, et al. Characteristics of natural fractures in marine shale in Fuling area, Sichuan Basin, and their influence on shale gas [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41 (3): 474-483.
- [12] 董大忠, 施振生, 孙莎莎, 等. 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, 2018, 45 (5): 763-774.
- Dong Dazhong, Shi Zhensheng, Sun Shasha, et al. 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, 2018, 45 (5): 763-774.
- [13] 王濡岳, 龚大建, 丁文龙, 等. 上扬子地区下寒武统牛蹄塘组页岩储层脆性评价: 以贵州岑巩区块为例[J]. 地学前缘, 2016, 23 (1): 87-95.
- Wang Ruyue, Gong Dajian, Ding Wenlong, et al. Brittleness evaluation of the Lower Cambrian Niutitang shale in the Upper Yangtze region: A case study in the Cengong block, Guizhou province [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23 (1): 87-95.
- [14] 周彤, 陈铭, 张士诚, 等. 非均匀应力场影响下的裂缝扩展模拟及投球暂堵优化[J]. 天然气工业, 2020, 40 (3): 82-91.
- Zhou Tong, Chen Ming, Zhang Shicheng, et al. Simulation of fracture propagation and optimization of ball-sealer in-stage diversion under the effect of heterogeneous stress field in a horizontal well [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40 (3): 82-91.
- [15] 胡宗全, 杜伟, 刘忠宝, 等. 页岩气源储耦合机理及其应用[M]. 北京: 地质出版社, 2018: 1-38.
- Hu Zongquan, Du Wei, Liu Zhongbao, et al. Source-reservoir coupling mechanisms and its application of shale gas [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2018: 1-38.
- [16] 何治亮, 胡宗全, 聂海宽, 等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气富集特征与“建造-改造”评价思路[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(5): 724-733.
- He Zhiliang, Hu Zongquan, Nie Haikuan, et al. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction-transformation evolution sequence [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28 (5): 724-733.
- [17] 王濡岳, 丁文龙, 龚大建, 等. 渝东南-黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩裂缝发育特征与主控因素[J]. 石油学报, 2016, 37 (7): 832-845, 877.
- Wang Ruyue, Ding Wenlong, Gong Dajian, et al. Development characteristics and major controlling factors of shale fractures in the Lower Cambrian Niutitang Formation, southeastern Chongqing-northern Guizhou area [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37 (7): 832-845, 877.
- [18] 范存辉, 李虎, 钟城, 等. 川东南丁山构造龙马溪组页岩构造裂缝期次及演化模式[J]. 石油学报, 2018, 39 (4): 379-390.
- Fan Cunhui, Li Hu, Zhong Cheng, et al. Tectonic fracture stages and evolution model of Longmaxi Formation shale, Dingshan structure, Southeast Sichuan [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39 (4): 379-390.
- [19] Zeng L, Lyu W, Li J, et al. Natural fractures and their influence on shale gas enrichment in Sichuan Basin, China [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 30: 1-9.
- [20] 高键, 何生, 易积正. 焦石坝页岩气田中高密度甲烷包裹体的发现及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36 (3): 472-480.
- Gao Jian, He Sheng, Yi Jizheng. Discovery of high density methane inclusions in Jiaoshiba shale gas field and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36 (3): 472-480.
- [21] 席斌斌, 腾格尔, 俞俊杰, 等. 川东南页岩气储层脉体中包裹体古压力特征及其地质意义[J]. 石油实验地质, 2016, 38 (4): 473-479.
- Xi Binbin, Borjigin Tenger, Yu Lingjie, et al. Trapping pressure of fluid inclusions and its significance in shale gas reservoirs, southeastern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38 (4): 473-479.
- [22] 王濡岳, 聂海宽, 胡宗全, 等. 压力演化对页岩储层的控制作用——以四川盆地五峰组-龙马溪组页岩为例[J]. 天然气工业, 2020, 40 (10): 1-11.
- Wang Ruyue, Nie Haikuan, Hu Zongquan, et al. Controlling effect of pressure evolution on shale gas reservoirs: A case study of the Wufeng - Longmaxi Formation in the Sichuan Basin. Natural Gas Industry, 2020, 40 (10): 1-11.
- [23] Zhang Jianguo, Jiang Zaixing, Wang Siqi, et al. Bedding-parallel calcite veins as a proxy for shale reservoir quality [J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 127, 104975.
- [24] 杜伟, 胡宗全, 刘光祥, 等. 四川盆地及周缘上奥陶统五峰组岩相特征[J]. 石油实验地质, 2020, 42 (3): 398-404.
- Du Wei, Hu Zongquan, Liu Guangxiang, et al. Lithofacies of Upper Ordovician Wufeng Formation in Sichuan Basin and its periph-

- ery [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42 (3): 398-404.
- [25] 马军. 页岩裂缝成因及其对含气性影响——以渝东南地区阳春沟构造带五峰—龙马溪组为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10 (3): 126-134.
- Ma Jun. Origin of shale fractures and its influence on gas-bearing properties: A case study of Wufeng-Longmaxi Formation in Yangchongou structural belt in southeast Chongqing [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10 (3): 126-134.
- [26] Laubach S E, Olson J E, Gross M R. Mechanical and fracture stratigraphy[J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93 (11): 1413-1426.
- [27] Xu X, Zeng L, Tian H, et al. Controlling factors of lamellation fractures in marine shales: A case study of the Fuling area in eastern Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 207, 109091.
- [28] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J]. *石油实验地质*, 2017, 39 (2): 147-153.
- Wei Xiangfeng, Li Yuping, Wei Zhihong, et al. Effects of preservation conditions on enrichment and high yield of shale gas in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(2): 147-153.
- [29] 王濡岳, 丁文龙, 龚大建, 等. 黔北地区海相页岩气保存条件——以贵州岑巩区块下寒武统牛蹄塘组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(1): 45-55.
- Wang Ruyue, Ding Wenlong, Gong Dajian, et al. Gas preservation conditions of marine shale in northern Guizhou area: A case study of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Cen'gong block, Guizhou Province[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37 (1): 45-55.
- [30] 包汉勇, 张柏桥, 曾联波, 等. 华南地区海相页岩气差异富集构造模式[J]. *地球科学*, 2019, 44 (3): 993-1000.
- Bao Hanyong, Zhang Boqiao, Zeng Lianbo, et al. Marine shale gas differential enrichment structure models in South China [J]. *Earth Science*, 2019, 44 (3): 993-1000.
- [31] 刘安, 周鹏, 陈孝红, 等. 运用方解石脉包裹体和碳氧同位素评价页岩气保存条件——以中扬子地区寒武系为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41 (2): 47-55.
- Liu An, Zhou Peng, Chen Xiaohong, et al. Evaluation of shale gas preservation conditions using calcite vein inclusions and C/O isotopes: A case study on the Cambrian strata of Middle Yangtze area[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41 (2): 47-55.
- [32] 何希鹏, 何桂松, 高玉巧, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J]. *天然气工业*, 2018, 38(12): 1-14.
- He Xipeng, He Guisong, Gao Yuqiao, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 1-14.
- [33] Wang Ruyue, Hu Zongquan, Long Shengxiang, et al. Differential characteristics of the Upper Ordovician-Lower Silurian Wufeng-Longmaxi shale reservoir and its implications for exploration and development of shale gas in/around the Sichuan Basin [J]. *Acta Geologica Sinica (English edition)*, 2019, 93 (3): 520-535.
- [34] 陆亚秋, 梁榜, 王超, 等. 四川盆地涪陵页岩气田江东区块下古生界深层页岩气勘探开发实践与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 241-250.
- Lu Yaqiu, Liang Bang, Wang Chao, et al. Shale gas exploration and development in the Lower Paleozoic Jiangdong block of Fuling gas field, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 241-250.
- [35] 王丹, 王维旭, 朱炬辉, 等. 四川盆地中浅层龙马溪组页岩储层改造技术[J]. *断块油气田*, 2019, 26 (3): 350-354.
- Wang Dan, Wang Weixu, Zhu Juhui, et al. Stimulation technology of medium-shallow shale gas in Longmaxi Formation of Sichuan Basin [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2019, 26 (3): 350-354.
- [36] 龙胜祥, 冯动军, 李凤霞, 等. 四川盆地南部深层海相页岩气勘探开发前景[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29 (4): 443-451.
- Long Shengxiang, Feng Dongjun, Li Fengxia, et al. Prospect of the deep marine shale gas exploration and development in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29 (4): 443-451.
- [37] 胡大梁, 郭治良, 李果, 等. 川南威荣气田深层页岩气水平井钻头优选及应用[J]. *石油地质与工程*, 2019, 33 (5): 103-106.
- Hu Daliang, Guo Zhiliang, Li Guo, et al. Bit optimization and application of deep shale gas wells in Weirong gas field of southern Sichuan basin [J]. *Petroleum Geology & Engineering*, 2019, 33 (5): 103-106.
- [38] 曹学军, 王明贵, 康杰, 等. 四川盆地威荣区块深层页岩气水平井压裂改造工艺[J]. *天然气工业*, 2019, 39 (7): 81-87.
- Cao Xuejun, Wang Minggui, Kang Jie, et al. Fracturing technologies of deep shale gas horizontal wells in the Weirong Block, southern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39 (7): 81-87.

(编辑 张玉银)