

川南地区下古生界五峰组-龙马溪组含气页岩岩心裂缝特征及其页岩气意义

施振生¹,赵圣贤²,赵群¹,孙莎莎¹,周天琪¹,程峰¹,施少军³,武瑾¹

(1. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083; 2. 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院,四川成都 610051;
3. 中国石油吉林油田分公司勘探开发研究院,吉林松原 138000)

摘要:裂缝直接影响页岩储层特性和页岩气井单井测试产量。通过岩心和露头宏观裂缝描述、偏光显微镜和场发射扫描电镜微裂缝观察发现,川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩宏观裂缝和微裂缝发育,可划分为顺层缝和非顺层缝。宏观裂缝中,顺层缝主要为页理缝和层间滑移缝,非顺层缝主要为斜交缝和垂直缝。微裂缝中,顺层缝主要为页理缝,非顺层缝主要为生烃增压缝、成岩收缩缝和溶蚀缝。含气页岩的裂缝以顺层缝为主,75%的宏观裂缝和87%的微裂缝均为顺层缝。裂缝密度和分布受埋深控制,埋深大于3 500 m地区裂缝集中发育于龙一¹⁽¹⁻³⁾小层,而埋深小于3 500 m地区裂缝集中发育于龙一¹⁽¹⁾小层。且随着埋深增加,宏观裂缝和微裂缝的密度均增大,部分井中埋深大于3 500 m含气页岩井宏观裂缝密度是其他埋深小于3 500 m同层含气页岩的10倍。页岩有机碳含量和层理类型也影响含气页岩的裂缝密度,高总有机碳含量的条带状粉砂型和砂-泥递变型水平层理页岩裂缝密度最大。裂缝发育有利于优质页岩段形成,埋深小于3 500 m地区优质页岩段主要发育于龙一¹⁽¹⁾小层;埋深大于3 500 m地区优质页岩段发育于龙一¹⁽¹⁻³⁾小层,部分井龙一²亚段底部由于成岩收缩缝发育,也成为优质页岩段。

关键词:微裂缝;宏观裂缝;含气页岩;五峰组;龙马溪组;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Fractures in cores from the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin and their implications for shale gas exploration

Shi Zhensheng¹, Zhao Shengxian², Zhao Qun¹, Sun Shasha¹, Zhou Tianqi¹, Cheng Feng¹, Shi Shaojun³, Wu Jin¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 3. Exploration and Development Research Institute of Jilin Oilfield Company, PetroChina, Songyuan, Jilin 138000, China)

Abstract: Fractures are closely linked to the reservoir capacity of shale intervals, therefore also have a direct control over the test results of wells drilled into the intervals. A macro delineation based on cores and outcrops observation are combined with polarized microscopic and scanning electron microscopic images of samples to reveal the characteristics of fractures in the gas-bearing shale intervals of the Wufeng-Longmaxi Formations, southern Sichuan Basin. It shows that the shale intervals have highly-developed bedding-parallel and non-bedding-parallel macro and micro fractures, of which the bedding-parallel fractures take dominance and account for 75 % of the total macro fractures and 87 % of the total micro fractures. For macro fractures, the bedding-parallel fractures are generally foliation fractures and inter-layer sliding fractures, and the non-bedding-parallel fractures are oblique and vertical. For micro fractures, the bedding-parallel fractures are dominated by foliation fractures, while the non-bedding-parallel fractures are mostly fractures caused by abnormal pressure from hydrocarbon generation, diagenetic contraction fractures, and dissolution fractures. The density and distribution of the fractures are largely controlled by burial depth with the 3 500 m serving as a dividing line. For intervals below the line, fractures are mostly developed in the $L^{1(1-3)}$ layer; for intervals above

收稿日期:2022-03-10;修订日期:2022-07-19。

第一作者简介:施振生(1976—),男,博士、高级工程师,细粒储层地质学。E-mail: shizs69@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:孙莎莎(1984—),女,博士、高级工程师,细粒储层地质学。E-mail: sunss69@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油“十四五”科技重大专项(2021DJ1901);国家科技重大专项(2017ZX05035-001)。

the line, fractures are concentrated in the $L^{(1)}$ layer. Density of both macro and micro fractures increases with increasing burial depth. There are wells showing that density of macro fractures in shale intervals below the line is ten times higher than those above the line. The fracture density is also controlled by *TOC* content and bedding types, which is well illustrated by shale intervals with high *TOC* content and bedding of striped siltstone type and graded (siltstone to claystone) type also having the highest fracture density. As fractures are essential to the reservoir capacity of shale intervals, the $L^{(1-3)}$ and $L^{(1)}$ layers contain the best quality shale intervals. However, with diagenetic contraction micro-fractures well developed, the bottom of the $L^{(2)}$ also hosts some quality shale intervals.

Key words: micro-fracture, macro fracture, gas-bearing shale, Wufeng Formation, Longmaxi Formation, Sichuan Basin

引用格式:施振生,赵圣贤,赵群,等.川南地区下古生界五峰组-龙马溪组含气页岩岩心裂缝特征及其页岩气意义[J].石油与天然气地质,2022,43(5):1087-1101. DOI:10.11743/ogg20220507.

Shi Zhensheng, Zhao Shengxian, Zhao Qun, et al. Fractures in cores from the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin and their implications for shale gas exploration[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1087-1101. DOI: 10.11743/ogg20220507.

川南地区下古生界五峰组-龙马溪组含气页岩发育,气藏类型按照国标 GB/T 26979—2011 分类标准,可划分为浅层(<500 m)、中浅层(500~2 000 m)、中深层(2 000~3 500 m)、深层(3 500~4 500 m)和超深层($\geq 4 500$ m)5种类型,本文将深层和超深层统称为深层,其他类型统称为非深层。近些年来,川南地区浅层至中深层页岩气勘探已取得重大突破,中国石油2020年底获得页岩气产量 $116.31 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。川南地区页岩气资源主要分布于深层,分布面积达 $4.33 \times 10^4 \text{ km}^2$,地质资源量达 $24.28 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占川南总资源量的84%。深层页岩气勘探目前也取得重要进展,多口井测试获得了高产气流,其中泸203井测试获得 $137.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的产量,展示出巨大潜力。

裂缝是页岩气的重要储集空间和运移通道,直接影响着页岩储层品质和优质页岩段分布^[1-2]。川南地区五峰组-龙马溪组裂缝广泛发育,前人开展了一系列研究工作。例如,王玉满等在对国内外6个大型页岩气田分析的基础上,论述了海相页岩裂缝孔隙发育机制及其对“甜点”形成的意义^[3]。郭旭升等^[4]和汪虎等^[5]借助氩离子抛光片和场发射扫描电镜等,识别了涪陵地区五峰组-龙马溪组黑色页岩的微裂缝类型及特征。Zeng等^[6]在五峰组-龙马溪组识别出构造裂缝、成岩裂缝及异常高压裂缝,并认为构造作用是裂缝形成的主控因素。董大忠等通过大薄片分析了长宁双河剖面五峰组-龙马溪组页岩的微裂缝特征,认为页岩硅质含量和粒度直接影响微裂缝密度^[7]。田鹤等通过岩心观察和常规薄片分析明确了涪陵地区五峰组-龙马溪组露头 and 岩心裂缝类型及形成主控因素^[8]。王红岩等^[9]通过大薄片和扫描电镜分析,认为随着埋深增大,五峰组-龙马溪组页岩的微裂缝密度增大。

川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩裂缝研究仍

存在以下问题:①岩心尺度、薄片尺度和扫描电镜尺度裂缝均开展了系统研究,但多尺度结合研究较少;②埋藏深度小于3 500 m的页岩裂缝研究较多,埋藏深度大于3 500 m的页岩裂缝研究较少;③构造成因裂缝形成的主控因素研究较多,但非构造成因裂缝形成的主控因素研究较少。本次综合利用露头 and 岩心资料,通过宏观描述、薄片鉴定和扫描电镜分析相结合,重点探讨五峰组-龙马溪组含气页岩裂缝特征、形成主控因素及其页岩气意义。

1 地质背景

川南地区五峰组-龙马溪组页岩广泛分布(图1),时代归属为晚奥陶世至早志留世。五峰组下部主要为大套黑色页岩,夹多套薄层火山灰沉积层;顶部为灰岩或泥灰岩,赫南特贝动物群化石丰富^[10]。龙马溪组下部为黑色、灰黑色薄层状页岩或块状页岩,纹层和裂缝发育^[11];上部为灰绿色、黄绿色页岩夹砂质页岩,有时夹粉砂岩或泥质灰岩,由下至上砂质含量增高,构成向上变粗的沉积序列。

川南地区五峰组-龙马溪组形成于华夏地块与扬子地块相互碰撞阶段^[12]。中奥陶世之后,扬子板块进入前陆盆地构造演化阶段,川南地区为扬子前陆盆地一部分。志留世早期,由南东向北西方向挤压作用增强,川南地区不断抬升,乐山-龙女寺古隆起范围逐渐扩大,海域缩小,海水变浅,沉积分异作用加剧。该时期上扬子地区夹持在乐山-龙女寺古隆起范围和黔中-雪峰古隆起之间,形成半闭塞滞流海盆。

根据岩性和电性特征,川南地区五峰组划分为笔石页岩段和观音桥层,龙马溪组划分为龙一段和龙二段^[13]。龙一段可划分为龙一¹亚段和龙一²亚段,龙一¹

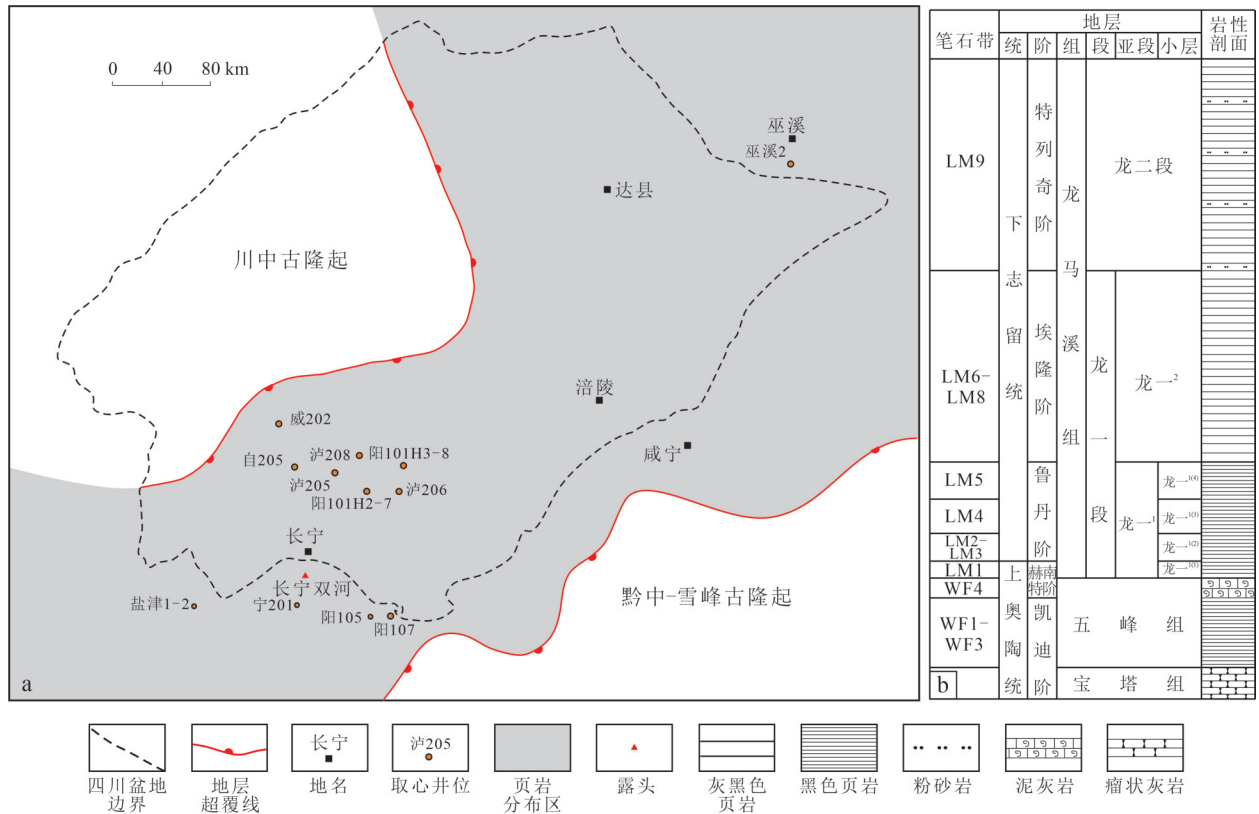


图1 川南地区五峰组-龙马溪组资料点分布(a)及地层组成(b)

Fig. 1 Sampling point distribution (a) and stratigraphic column (b) of the Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin

亚段进一步细分为龙一⁽¹⁾—龙一⁽⁴⁾ 4 个小层。五峰组对应笔石带 WF1-WF4, 龙一⁽¹⁾ 小层对应笔石带 LM1, 龙一⁽²⁾ 小层对应笔石带 LM2-LM3, 龙一⁽³⁾ 小层对应笔石带 LM4, 龙一⁽⁴⁾ 小层对应笔石带 LM5, 龙一⁽²⁾ 亚段对应笔石带 LM6-LM8, 龙二段对应笔石带 LM9^[14]。

川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩集中分布于五峰组-龙一¹ 亚段。页岩具有高有机碳含量、高硅质含量、高孔隙度、高含气量等特征, 页岩成熟度高(镜质体反射率 R_o 值达 2.20%~3.06%, 均值为 2.50%)^[15]。“甜点段”页岩中, 硅质含量常与总有机碳含量呈现正相关关系^[16], 表明其多为生物成因^[17]。

2 研究方法

2.1 岩心裂缝描述

为了减少构造活动强度对研究结果的影响, 本次集中观察和描述构造平缓区 10 口评价井和 1 条露头剖面的岩心(图 1)。各井和露头剖面岩心长度分别为: 阳 101H3-8 井 52 m、阳 101H2-7 井 42 m、泸 205 井 49 m、泸 206 井 40 m、泸 208 井 52 m、自 205 井 61 m、巫溪 2 井 35 m、阳 107 井 50 m、阳 105 井 52 m、盐津 1-2 井 35 m 及

长宁双河剖面 19 m。岩心描述层位均为五峰组-龙马溪组底部, 岩心描述内容包括长度、高度、开度、密度、间距、充填物、类型等参数, 并系统开展岩心裂缝照相。

2.2 大薄片成像裂缝分析

本次阳 101H3-8 井共开展 32 块大薄片成像分析、长宁双河剖面共开展 203 块大薄片成像分析。大薄片制作及成像分析由北京天和信公司负责完成, 其中, 大薄片尺寸为 5 cm × 7 cm × 30 μm, 大薄片成像主要用于岩心尺度微裂缝特征及其与页岩层面关系分析。选用德国 Leica 4 500P 显微高精度数字平台开展全薄片照相, 每张大薄片按顺序采集图像 3 200 张。图像采集完成后, 利用 Adobe Photoshop CS5 及以上版本图形处理软件在高配制工作站上对采集的图像开展无缝拼接, 从而完成全薄片成像。完成全薄片成像后, 开展裂缝产状、长度、开度及密度分析, 并选用配备有 Leica DFC450 照相系统的 Leica DMIP 偏光显微镜开展标准薄片岩石学特征研究。

2.3 氩离子抛光片 MAPS 成像分析

本次阳 101H3-8 井共开展 20 块氩离子抛光片 SEM 成像和 20 块 MAPS 成像分析, 长宁双河剖面共开

展4块氩离子抛光片SEM成像和4块MAPS成像分析,阳105井共开展10块氩离子抛光片SEM成像分析,盐津1-2井共开展15块氩离子抛光片SEM成像分析。这些分析在中国石油勘探开发研究院实验研究中心进行。为了获得高精度和大视域微裂缝图像,采用了氩离子抛光片制作、图像采集和拼接、微裂缝分析等研究步骤和方法。氩离子抛光片尺寸为 $10\text{ mm} \times 10\text{ mm} \times 5\text{ mm}$,图像采集选用携带冷排放的Hitachi场发射扫描电镜,并配备有低到高的二次电子探针和X射线能谱仪(EDS)。扫描电镜放大倍数为 30×10^3 倍(单张照片最大分辨率为 9 nm)。图像采集区域垂直于纹层面,累积采集面积 $60\text{ }\mu\text{m} \times 40\text{ }\mu\text{m}$ 。图像采集完成后,选用微软公司HD View软件进行图形观察和微裂缝分析。

2.4 有机地化和岩石学分析

利用LECO CS-200硫碳分析仪进行总有机碳含量(TOC)分析,实验前先用盐酸去除样品中无机碳,TOC通过高温燃烧称重直接测得。利用日本理学RINT-TTR3型X射线衍射仪进行XRD实验,采用Cu靶(单色),旋转角度 $3^\circ \sim 45^\circ$,管压 45 kV ,管流 100 mA 。定量分析采用步进扫描,扫描速度 $4^\circ/\text{min}$,采样间隔 0.02° 。按照中国石油天然气行业标准(SY/T 5163—2010)《沉积岩中粘土矿物和常见非粘土矿物X射线衍射分析方法》对矿物成分进行定量分析。TOC和XRD分析测试在西南油气田分公司实验研究中心进行。

3 裂缝类型、组成与分布

3.1 裂缝类型及特性

3.1.1 宏观裂缝

宏观裂缝指岩心和露头上肉眼可识别和描述的裂缝,裂缝长 $0.3 \sim 8\text{ cm}$,多数小于 1 cm ,裂缝多贯穿岩心,裂缝开度多为 $0.1 \sim 3\text{ mm}$ 。宏观裂缝多数被方解石和黄铁矿充填(图2),少数为石膏充填。宏观裂缝根据其层理面的关系可划分为顺层缝和非顺层缝^[7]。宏观裂缝以顺层缝为主,其占比可达75%以上,而非顺层缝占比较少。顺层缝(裂缝倾角 $0^\circ \sim 10^\circ$)主要为页理缝和层间滑移缝,非顺层缝主要为斜交缝(裂缝倾角 $10^\circ \sim 60^\circ$)或垂直缝(裂缝倾角 $60^\circ \sim 90^\circ$)。页理缝主要为具剥离线理的平行层理纹层面间的孔缝(图2a—c),为沉积作用形成,具有顺着页理面发生弯曲、断续、分枝、尖灭等特点。层间滑移缝是平行于层

理面且具有明显滑移痕迹的裂缝,裂缝面一般存在大量平整、光滑或具有划痕与阶步等特征(图2d,e)。层间滑移缝一般随着地层倾角的增大而增大^[6]。非顺层缝主要受构造作用影响,构造变形较弱地区非顺层缝基本不发育,而构造作用强烈地区非顺层缝密度和规模均较大^[4]。

3.1.2 微裂缝

微裂缝是指主要通过显微镜和扫描电镜识别和描述的裂缝,根据裂缝与层理面的关系也可细分为顺层缝和非顺层缝^[7]。顺层缝主要为页理缝,非顺层缝主要为生烃增压缝、成岩收缩缝和溶蚀缝。顺层缝的裂缝面多呈线状或凹凸状。大薄片显微照片下,顺层缝主要沿着泥纹层与粉砂纹层分界面或泥纹层内部延伸,在某一位置切穿纹层分界面并进入另一纹层(图3a—g)。顺层缝长 $8 \sim 35\text{ mm}$,裂缝开度 $20 \sim 30\text{ }\mu\text{m}$ 。多数充填硅质,少数充填有机质(图3g,h)。SEM电镜下,顺层缝主要为页理缝,平行层理面呈孤立状分布,少数相互交切构成网状。微裂缝面顺着纹层接触面(图4a,b)或层状有机质(图4c,d)与围岩的接触面伸展,裂缝伸展过程中多数绕过颗粒边缘,很少切穿矿物颗粒或有机质。微裂缝长度 $80 \sim 400\text{ }\mu\text{m}$,开度 $2 \sim 10\text{ }\mu\text{m}$ 。裂缝面两侧颗粒凹凸接触,相互匹配良好,未发现大量滑动或偏移。少数微裂缝呈开放状,局部充填围岩碎片(图4e,f)。多数微裂缝被沥青充填,沥青中含有大量围岩碎片或草莓状黄铁矿颗粒(图4g—j)。顺层缝主要沿纹层接触面或条带状水平分布的沥青与围岩的接触面发育,说明其形成与页理有关;富含围岩碎片的沥青作为唯一充填物表明微裂缝主要形成于干酪根降解过程中,其形成与生烃增压作用有关^[18]。

非顺层微裂缝的形成多与成岩作用、生烃增压、溶蚀作用或流体侵入作用等有关。大薄片下,非顺层微裂缝多呈网状或树枝状分布,网状缝相互交切(图3k),裂缝充填物多为方解石,常切穿早期的顺层缝(图3l)。SEM电镜下,非顺层缝主要有生烃增压缝、成岩收缩缝和溶蚀缝。生烃增压缝主要发育于有机质与碎屑颗粒或粘土矿物的边缘,缝面不规则,不成组系(图5a—c)。微裂缝面顺着有机质与围岩接触面伸展,裂缝伸展过程中多数围绕颗粒边缘,很少切穿矿物颗粒或有机质。微裂缝长度 $5 \sim 20\text{ }\mu\text{m}$,开度 $0.1 \sim 0.3\text{ }\mu\text{m}$ 。多数微裂缝呈开放状,局部充填围岩矿片。生烃增压缝主要分布于有机质与围岩接触面之间,表明其形成与烃类的生成有关^[18]。成岩收缩缝主要呈簇状分布,主要发育于片状粘土矿物内部或片状粘土矿物和碎屑颗粒的边

a. 顺层缝, 硅质充填, 阳 101H3-8 井, 五峰组, 埋深 3 790. 68 m; b. 顺层缝, 硅质充填, 阳 101H3-8 井, 五峰组, 埋深 3 788. 69 m; c. 顺层缝, 硅质充填, 阳 101H3-8 井, 五峰组, 埋深 3 792. 84 m; d. 顺层缝, 硅质充填, 阳 101H3-8 井, 龙—¹⁽¹⁾ 小层, 埋深 3 785. 22 m; e. 顺层缝, 硅质充填, 阳 101H3-8 井, 龙—¹⁽³⁾ 小层, 埋深 3 777. 26 m; f. 顺层缝, 硅质充填, 阳 101H3-8 井, 龙—¹⁽³⁾ 小层, 埋深 3 773. 40 m; g. 顺层缝, 有机质充填, 巫溪 2 井, 龙—¹⁽³⁾ 小层, 埋深 1 614. 00 m; h. 顺层缝, 有机质、硅质充填, 巫溪 2 井, 龙—¹⁽²⁾ 小层, 埋深 1 583. 50 m; i. 顺层缝, 有机质充填, 巫溪 2 井, 龙—² 亚段, 埋深 1 584. 00 m; j. 顺层缝, 硅质充填, 泸 205 井, 龙—¹⁽¹⁾ 小层, 埋深 4 032. 67 m; k. 非顺层缝, 树枝状, 硅质充填, 巫溪 2 井, 龙—¹⁽⁴⁾ 小层, 埋深 1 610. 50 m; l. 非顺层缝, 网状, 硅质充填, 泸 205 井, 龙—¹⁽¹⁾ 小层, 埋深 4 376. 00 m

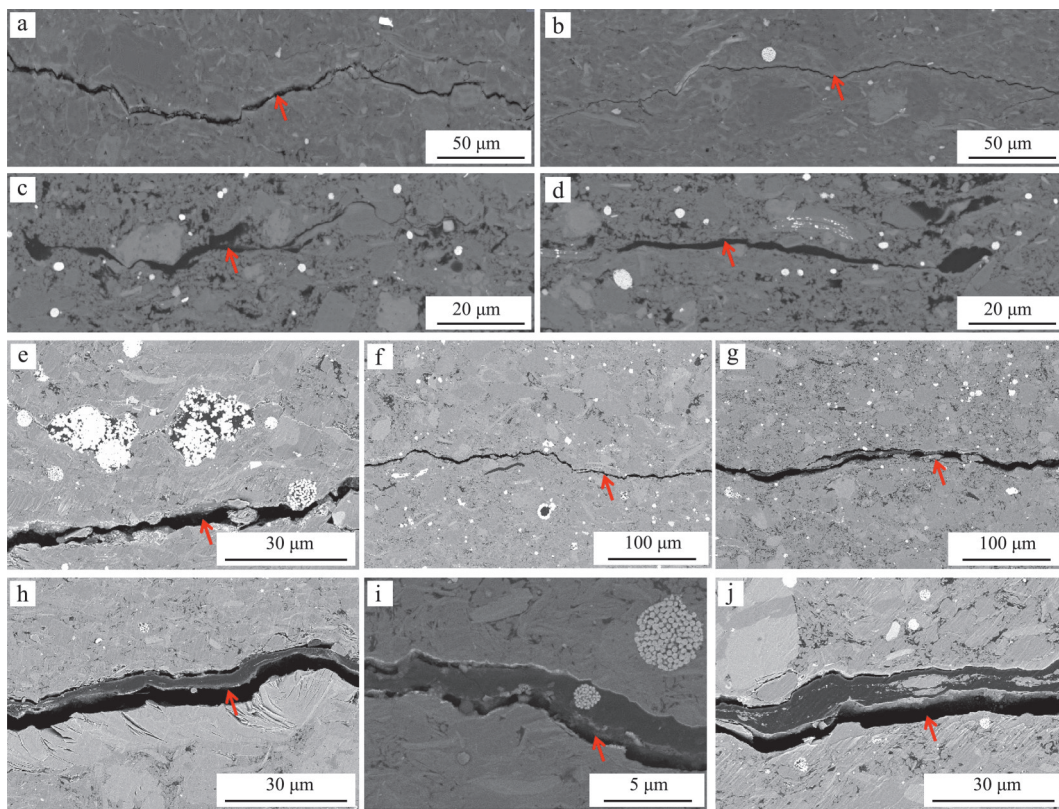


图4 川南地区五峰组-龙马溪组不同埋深含气页岩顺层微裂缝类型及特征SEM照片

Fig. 4 SEM images showing bedding-parallel micro-fracture types and characteristics of the Wufeng-Longmaxi shale with different burial depths in southern Sichuan Basin

a, b. 页理缝, 无充填, 阳101H3-8井, 五峰组, 埋深3 789.30 m; c, d. 页理缝, 有机质充填, 阳101H3-8井, 龙一⁽¹⁾小层, 埋深3 783.71 m; e. 页理缝, 充填少量围岩碎片, 阳101H3-8井, 龙一²亚段, 埋深3 752.60 m; f. 页理缝, 无充填, 阳101H3-8井, 龙一⁽⁴⁾小层, 埋深3 765.29 m; g. 页理缝, 充填有机质和围岩碎片, 阳101H3-8井, 龙一⁽²⁾小层, 埋深3 781.95 m; h. 页理缝, 充填有机质, 阳101H3-8井, 龙一²亚段, 埋深3 747.18 m; i. 页理缝, 充填有机质, 有机质中含黄铁矿颗粒和围岩碎片, 阳101H3-8井, 龙一²亚段, 埋深3 745.92 m; j. 页理缝, 有机质中含大量围岩碎片, 阳101H3-8井, 龙一⁽³⁾小层, 埋深3 773.40 m

缘(图5d—i)。片状粘土矿物内部裂缝面一般比较平直, 曲度较小, 少量轻微弯曲。成岩收缩缝裂缝开度 $0.1 \sim 0.2 \mu\text{m}$, 长度一般与片状矿物长度有关, 少数裂缝内部见黄铁矿颗粒充填。成岩收缩缝多形成于片状粘土矿物内部或边缘, 表明其形成与粘土矿物脱水转化作用有关^[19]。溶蚀缝多呈孤立状, 主要发育于碳酸盐矿物内部或边缘, 裂缝呈断续状, 裂缝壁常见小型方解石晶粒(图5j—l)。裂缝开度 $0.1 \sim 1 \mu\text{m}$, 裂缝长度 $4 \sim 6 \mu\text{m}$ 。溶蚀缝多数未见胶结物充填, 少数见黄铁矿颗粒充填。溶蚀缝多形成于碳酸盐矿物内部或边缘, 表明其形成多与碳酸盐矿物溶蚀作用有关。

3.2 裂缝组成与分布

3.2.1 裂缝发育规模和密度

宏观裂缝和微裂缝均以顺层缝密度最大。宏观裂缝中, 顺层缝密度为15条/m, 斜交缝密度为4条/m, 而

垂直缝密度仅为1条/m, 顺层缝数量占比达到75%(图6a)。以长宁地区双河露头剖面、威远地区威202井、泸州地区阳101H2-7井和泸206井岩心统计结果为例, 其顺层缝占比均超过70%, 非顺层缝占比均不足30%(图7)。微裂缝中, 顺层缝为39条/片, 成岩收缩缝为4条/片, 生烃增压缝和溶蚀缝仅为1条/片(图6b), 顺层缝密度占比可达87%。以泸州地区阳101H3-8井10块样品MAPS图像统计结果为例, 其顺层缝为42条/片, 成岩收缩缝为5条/片, 生烃增压缝为2条/片, 溶蚀缝仅为1条/片。

3.2.2 裂缝分布

川南地区龙马溪组底部宏观裂缝密度最大, 其中埋深小于3 500 m地区龙一⁽¹⁾小层裂缝密度最大, 埋深大于3 500 m地区龙一⁽¹⁻³⁾小层裂缝密度最大。以埋深较浅的威远地区威202井为例(图7), 系统观察的35 m岩心中, 五峰组裂缝密度为1.3条/m, 龙一⁽¹⁾小层5.4

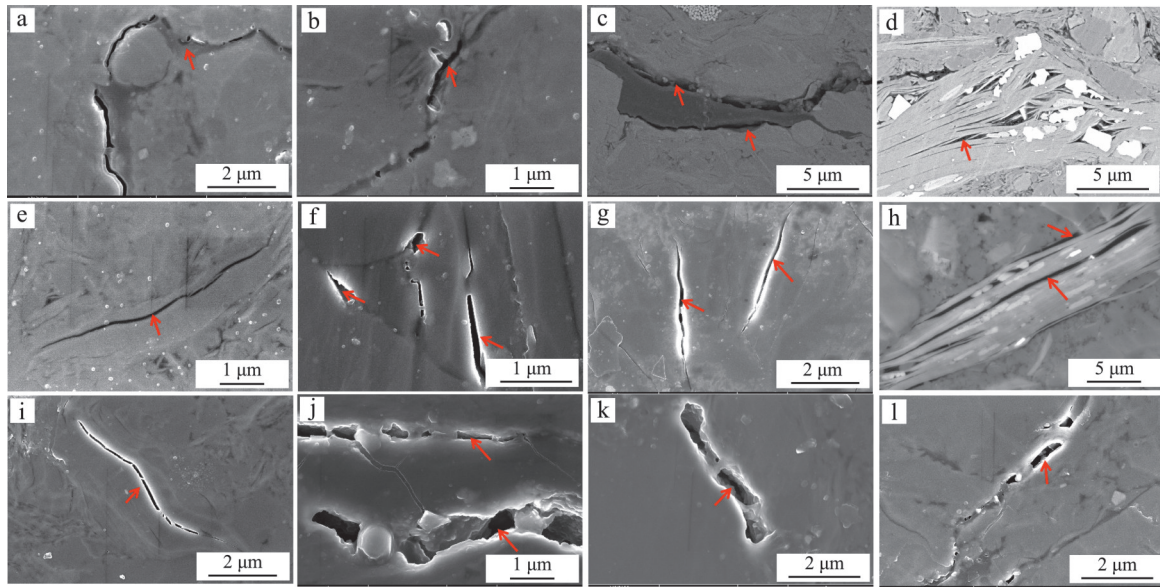


图5 川南地区五峰组-龙马溪组不同埋深含气页岩非顺层微裂缝类型及特征SEM照片

Fig. 5 SEM images showing non-bedding-parallel fracture types and characteristics of the Wufeng-Longmaxi shale with different burial depths in southern Sichuan Basin

a, b. 生烃增压缝, 裂缝沿着有机质与碎屑颗粒边缘分布, 阳101H3-8井, 龙一²亚段, 埋深3 755.33 m; c. 生烃增压缝, 裂缝沿着有机质与碎屑颗粒边缘分布, 充填少量围岩碎片, 阳101H3-8井, 龙一²亚段, 埋深3 745.92 m; d. 成岩收缩缝, 分布于片状矿物内部, 无充填, 阳101H3-8井, 龙一¹⁽⁴⁾小层, 埋深3 767.73 m; e. 成岩收缩缝, 分布于片状矿物内部, 无充填, 阳101H3-8井, 龙一¹⁽⁴⁾小层, 埋深3 764.00 m; f. 成岩收缩缝, 分布于片状矿物内部, 无充填, 阳101H3-8井, 龙一²亚段, 埋深3 745.92 m; g. 成岩收缩缝, 分布于片状矿物内部, 无充填, 阳101H3-8井, 五峰组, 埋深3 793.80 m; h. 成岩收缩缝, 分布于片状矿物内部边缘, 无充填, 阳101H3-8井, 五峰组, 埋深3 788.69 m; i. 成岩收缩缝, 分布于片状矿物内部, 无充填, 阳101H3-8井, 五峰组, 埋深3 788.69 m; j. 溶蚀缝, 分布于碳酸盐矿物内部, 充填少量方解石晶体, 阳101H3-8井, 龙一²亚段, 埋深3 745.92 m; k. 溶蚀缝, 分布于碳酸盐矿物内部, 无充填, 阳101H3-8井, 龙一²亚段, 埋深3 755.33 m; l. 溶蚀缝, 分布于碳酸盐矿物边缘, 无充填, 阳101H3-8井, 龙一¹⁽³⁾小层, 埋深3 777.26 m

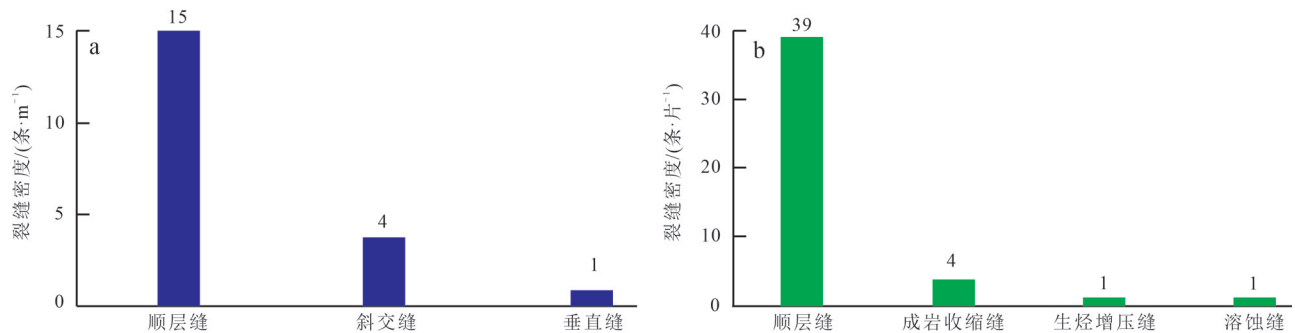


图6 川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩宏观裂缝和微裂缝密度组成

Fig. 6 Density of different macro- and micro-fracture types of the Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin

a. 不同类型宏观裂缝组成分布; b. 不同类型微裂缝组成分布

条/m, 龙一¹⁽²⁻⁴⁾小层和龙一²亚段裂缝密度仅为1条/m, 龙一¹⁽¹⁾小层裂缝密度最大。以深层泸州地区泸206井为例(图7), 系统观察的50 m岩心中, 五峰组裂缝密度为3条/m, 龙一¹⁽¹⁾小层为7条/m, 龙一¹⁽²⁾小层为5条/m, 龙一¹⁽³⁾小层为4条/m, 龙一¹⁽⁴⁾小层为3条/m, 而龙一²亚段裂缝密度仅为1条/m, 龙一¹⁽¹⁻³⁾小层裂缝密度均较大。

川南地区龙马溪组底部含气页岩微裂缝密度大, 其中, 埋深大于3 500 m地区五峰组-龙一¹⁽¹⁻³⁾小层微

裂缝密度最大。以泸州地区阳101H3-8井为例(表1; 图7), 所分析的20块MAPS图像中, 五峰组总裂缝密度为18条/片, 龙一¹⁽¹⁾小层为10条/片, 龙一¹⁽²⁾小层为6条/片, 龙一¹⁽³⁾小层为8条/片, 龙一¹⁽⁴⁾小层为7条/片, 龙一²亚段为7条/片, 龙二段为5条/片, 五峰组-龙一¹⁽¹⁻³⁾小层微裂缝密度最大。另外, 微裂缝均以顺层缝为主, 裂缝密度最大值集中分布于五峰组-龙一¹⁽¹⁻³⁾小层。

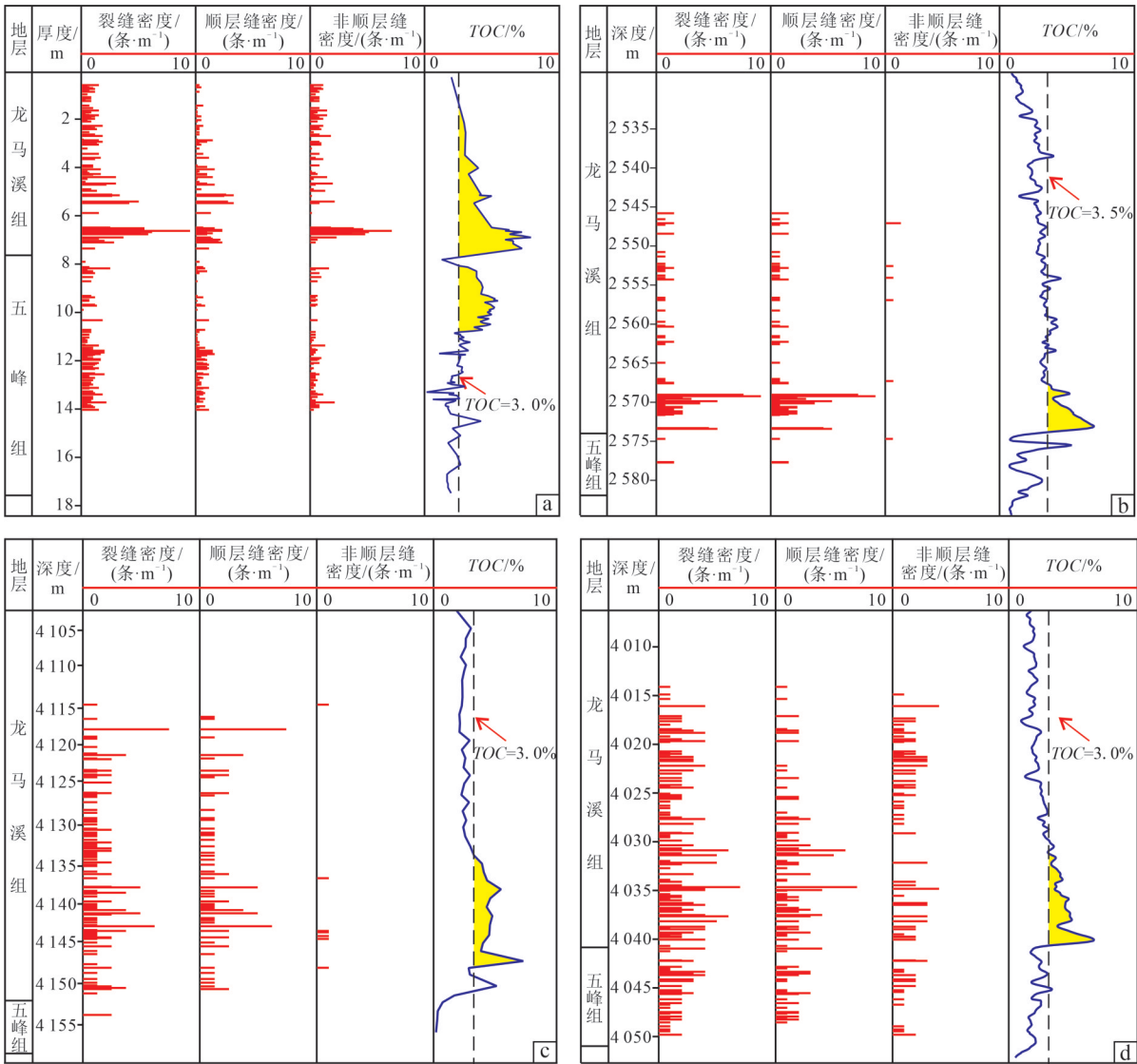


图7 川南地区五峰组-龙马溪组不同埋深含气页岩岩心裂缝组成及纵向分布

Fig. 7 Types and vertical distribution of fracture identified in cores from the Wufeng-Longmaxi shale with different burial depths in southern Sichuan Basin

a. 长宁双河剖面; b. 威202井; c. 阳101H2-7井; d. 泸206井

表1 川南地区阳101H3-8井五峰组-龙马溪组不同层段含气页岩微裂缝组成

Table 1 Micro-fracture types in various intervals of the Wufeng-Longmaxi shale with different burial depths in Well Yang101H3-8, southern Sichuan Basin

层位	TOC/ %	裂缝密度/(条·m ⁻¹)				
		合计	顺层缝	成岩收缩缝	生烃增压缝	溶蚀缝
龙二段	0.7	5	3	2	0	0
龙— ² 亚段	1.9	7	4	3	0	0
龙— ¹⁽⁴⁾ 小层	2.3	7	3	2	1	1
龙— ¹⁽³⁾ 小层	3.4	8	6	0	1	1
龙— ¹⁽²⁾ 小层	3.9	6	4	1	1	0
龙— ¹⁽¹⁾ 小层	4.5	10	6	1	2	1
五峰组	4.5	18	14	1	2	1

3.3 不同埋深含气页岩裂缝特征差异性

川南深层地区含气页岩的宏观裂缝密度远大于非深层地区。以阳105井、威202井、阳101H3-8井和泸206井龙—¹⁽¹⁾小层为例(表2),阳105井龙—¹⁽¹⁾小层埋深1 200.2~1 201.5 m,其裂缝密度0.77条/m;威202井龙—¹⁽¹⁾小层埋深2 572.6~2 574.0 m,裂缝密度5.4条/m;阳101H3-8井龙—¹⁽¹⁾小层埋深3 781.9~3 784.6 m,裂缝密度5.9条/m;泸206井龙—¹⁽¹⁾小层埋深4 038.0~4 040.8 m,裂缝密度7.8条/m。随着埋深增大,含气页岩宏观裂缝密度增大。深层泸206井龙—¹⁽¹⁾小层裂缝密度是浅层阳105井的10倍。

川南深层地区页岩微裂缝密度远大于非深层地

区。深层地区页岩顺层缝密度和开度均较大(图 4),而浅层地区页岩顺层缝密度和开度较小(图 8a—c)。同样,深层地区页岩生烃增压缝发育,在条带状有机质与围岩之间普遍发育微裂缝(图 5a—c),而浅层地区页岩

表 2 川南地区五峰组-龙马溪组不同埋深含气页岩宏观裂缝密度对比

Table 2 Comparison of macro-fracture density of the Wufeng-Longmaxi shale with different burial depths in southern Sichuan Basin

层位	阳 105 井(压力系数 1.2)			威 202 井(压力系数 1.4)			阳 101H3-8 井(压力系数 1.9)			泸 206 井(压力系数 2.2)		
	深度/m	裂缝密度/ (条·m ⁻¹)	TOC/%	深度/m	裂缝密度/ (条·m ⁻¹)	TOC/%	深度/m	裂缝密度/ (条·m ⁻¹)	TOC/%	深度/m	裂缝密度/ (条·m ⁻¹)	TOC/ %
龙二段	1 022.8 ~ 1 098.0	0.47	0.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
龙一 ² 亚段	1 098.0 ~ 1 166.8	0.53	1.1	2 537.2 ~ 2 560.0	0.9	2.8	3 744.0 ~ 3 762.2	3.1	2.2	4 014.5 ~ 4 017.1	1.7	1.8
龙 — ¹⁽⁴⁾ 小层	1 166.8 ~ 1 180.2	0.15	2.5	2 560.0 ~ 2 567.5	1.1	3.5	3 762.2 ~ 3 770.5	2.6	2.7	4 017.1 ~ 4 026.0	3.6	2.2
龙 — ¹⁽³⁾ 小层	1 180.2 ~ 1 194.0	0.14	3.5	2 567.5 ~ 2 570.6	1.2	3.9	3 770.5 ~ 3 778.4	3.3	4.4	4 026.0 ~ 4 033.8	4.4	3.2
龙 — ¹⁽²⁾ 小层	1 194.0 ~ 1 200.2	0.54	4.1	2 570.6 ~ 2 572.6	1.6	5.3	3 778.4 ~ 3 781.9	2.9	4.9	4 033.8 ~ 4 038.0	5.1	4.3
龙 — ¹⁽¹⁾ 小层	1 200.2 ~ 1 201.5	0.77	6.5	2 572.6 ~ 2 574.0	5.4	6.1	3 781.9 ~ 3 784.6	5.9	5.1	4 038.0 ~ 4 040.8	7.8	4.8
五峰组	1 201.5 ~ 1 202.6	1.82	4.5	2 574.0 ~ 2 581.9	1.3	2.0	3 784.6 ~ 3 792.6	1.1	2.4	4 040.8 ~ 4 051.8	3.2	2.2

注:“—”代表无数据。

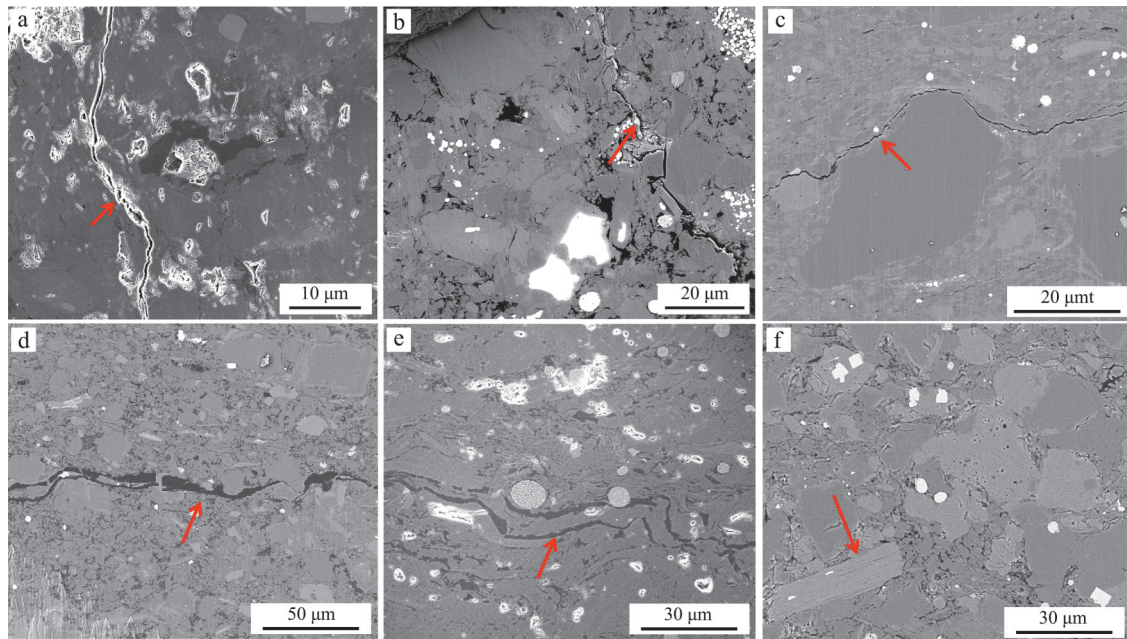


图 8 川南地区五峰组-龙马溪组浅层和中浅层含气页岩微裂缝特征 SEM 照片

Fig. 8 SEM images showing micro-fracture characteristics of the Wufeng-Longmaxi shale with shallow or medium burial depth in southern Sichuan Basin

a. 顺层缝,开度较小,阳 105 井,龙一¹⁽³⁾小层,埋深 1 681 m; b. 顺层缝,开度较小,宁 201 井,龙一¹⁽²⁾小层,埋深 2 517.1 m; c. 顺层缝,开度较小,盐津 1-2 井,龙一¹⁽³⁾小层,埋深 1 523 m; d. 条带状有机质与围岩紧密接触,微裂缝不发育,盐津 1-2 井,龙一¹⁽⁴⁾小层,埋深 1 518 m; e. 条带状有机质与围岩紧密接触,微裂缝不发育,阳 105 井,龙一¹⁽³⁾小层,埋深 1 683 m; f. 片状矿物,微裂缝不发育,阳 105 井,龙一¹⁽³⁾小层,埋深 1 681 m

生烃增压缝不发育,有机质与围岩紧密接触(图8d,e)。同样,深层地区页岩片状矿物中发育大量成岩收缩缝(图5d—i),而浅层地区页岩的片状矿物多数呈紧密接触,很少发育成岩收缩缝(图8f)。另外,深层地区页岩溶蚀缝发育(图5j—l),而浅层地区页岩溶蚀缝较少。

4 裂缝形成主控因素

川南地区五峰组-龙马溪组裂缝发育主要受有机碳含量、层理类型及埋藏深度控制。其中,总有机碳含量(*TOC*)为最重要控制因素,在*TOC*相同情况下,埋藏深度大的条带状粉砂型水平层理页岩裂缝密度更发育。

4.1 *TOC*和硅质含量

裂缝密度与*TOC*正相关,随着*TOC*增高,页岩裂缝密度增大(图9)。以泸206井宏观裂缝密度为例,当*TOC*小于2%时,页岩裂缝密度小于2条/m;*TOC*为2%~3%时,裂缝密度3.6~3.7条/m;*TOC*为3%~4%时,裂缝密度4.4条/m;*TOC*为4%~5%时,裂缝密度5.1~7.8条/m;宏观裂缝密度随着*TOC*增高而增大。以阳101H3-8井微裂缝密度为例(表1),当*TOC*小于2%时,页岩裂缝密度0.7~1.9条/片;*TOC*为2%~3%时,裂缝密度7条/片;*TOC*为3%~4%时,裂缝密度6~8条/片;*TOC*为4%~5%时,裂缝密度10~18条/片。川南焦石坝地区和重庆东南部渝页1井五峰组-龙马溪组裂缝密度与*TOC*也呈正相关^[20-21],与本文研究结论一致。

川南地区浅层至中浅层地区五峰组-龙马溪组含

气页岩*TOC*与硅质含量呈正比关系,随着*TOC*增高,硅质含量相应增高^[15],含气页岩裂缝密度也相应增大。董大忠等研究发现^[7],长宁地区双河剖面五峰组-龙马溪组含气页岩裂缝密度与硅质含量成正相关关系,硅质含量越高,微裂缝密度越大。然而,深层至超深层地区含气页岩*TOC*与硅质含量相关性变弱,但*TOC*与裂缝密度仍呈正相关关系。原因如下:①川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩有机质和硅质均来源于放射虫和硅质海绵等生物^[22-23],现今的浅层—中深层地区,晚奥陶世—早志留世古水深也相对较浅^[24],有机质沉降过程中受到氧化分解的时间短,因此,*TOC*与硅质含量呈正相关。②现今的深层—超深层地区,晚奥陶世—早志留世古水深也相对较大^[9,24],有机质沉降过程中受到氧化时间长,因此,*TOC*与硅质含量相关性变差。同时,深层—超深层地区不同井*TOC*差异大,硅质含量差异较小,*TOC*直接决定着微裂缝密度,*TOC*越高,成岩过程中生烃增压越大,微裂缝密度越大。

*TOC*影响页岩的力学性质、生烃增压强度、超微孔隙和溶蚀孔隙发育程度,从而影响页岩裂缝密度。前人研究认为,水体中有机质主要以团块状或分散状沉积^[25]。团块状有机质在成岩压实过程中多转变成顺层排列的条带状有机质(图4c,d),其与围岩接触面为力学性质薄弱面,成岩过程中易形成顺层缝,分散状有机质会造成页岩力学性质变弱。郭旭升等发现^[4],焦石坝地区高*TOC*页岩的破裂压力平均仅有62.57 MPa,而低*TOC*页岩的破裂压力可达75 MPa以上,在相同的受力情况下,裂缝更加发育,并形成网状裂缝网络。高*TOC*页岩成岩演化过程中生烃压力大,当压力值超过岩石破裂强度时,会形成大量生烃增压缝和水平微裂缝。

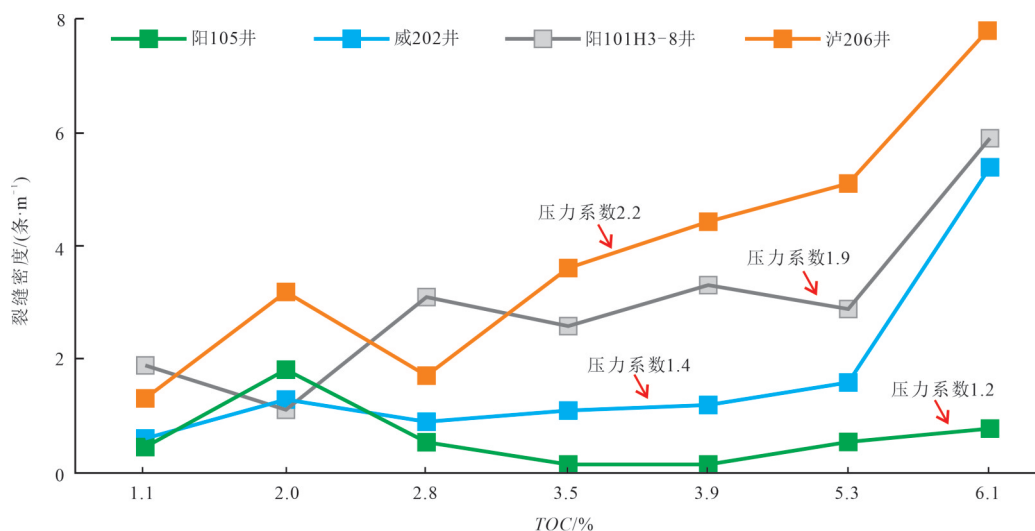


图9 川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩宏观裂缝密度与*TOC*关系

Fig. 9 Relationship between macro-fracture density and *TOC* in the Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin

同时,有机质成岩演化过程中,产生大量有机酸、 CO_2 、 H_2S 和其他酸性流体,这些流体不仅能产生大量孔隙,还能降低岩石强度,从而有利于裂缝形成。前人实验分析表明,页岩 TOC 增加,超微孔隙增加,越易形成微裂缝。 TOC 为 7.0 % 的页岩在生烃演化过程中,可消耗 35 % 的有机碳,页岩孔隙度可增加 4.9 %^[26]。

4.2 层理类型

川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩主要发育生物扰动型块状层理、均质型块状层理、递变型水平层理、条带状粉砂型水平层理、砂-泥递变型水平层理和砂-泥薄互层型水平层理^[27]。不同笔石带层理类型存在差异,其中,五峰组 WF1-WF2 段主要发育生物扰动型块状层理(图 10a),WF3 段发育递变型水平层理(图 10c),WF4 段(观音桥层)发育均质型块状层理(图 10b),LM1 段发育条带状粉砂型水平层理(图 10d),LM2-LM3 段主要发育砂-泥递变型水平层理(图 10e),LM4-LM9 段主要发育砂-泥互层型水平层理(图 10f)^[28]。

层理类型不仅影响含气页岩储层孔隙度和 TOC ^[27-28],更影响裂缝的发育程度。阳 101H3-8 井系统的岩心观察和 MAPS 成像裂缝统计结果表明,条带状粉砂型水平层理页岩裂缝密度最高,宏观裂缝密度平均值 9 条/m(图 11),微裂缝密度平均值 10 条/片;砂泥递变型水平层理页岩裂缝密度次之,宏观裂缝密度平均值 6 条/m,微裂缝密度平均值 6 条/片;均质型块状层理页岩裂缝密度最低,宏观裂缝密度平均值仅 1.5 条/m,微裂缝密度平均值仅 2.5 条/片。

不同类型层理页岩具有不同的裂缝密度、裂缝形态及延伸情况^[29-31]。层理面是力学性质薄弱面,在外力作用下,页岩容易沿层理面裂开形成大量顺层缝^[4]。不同层理页岩由于矿物组成、矿物排列方式、纹层厚度及 TOC 存在差异,从而具有相同的裂缝密度^[1]。川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩中条带状粉砂型水平层理页岩生物硅和有机质发育^[22-23],页岩单层厚度薄,相同厚度单元内层面多,从而有利于顺层缝和非顺层缝的形成。砂-泥递变型和砂-泥互层型水平层理页

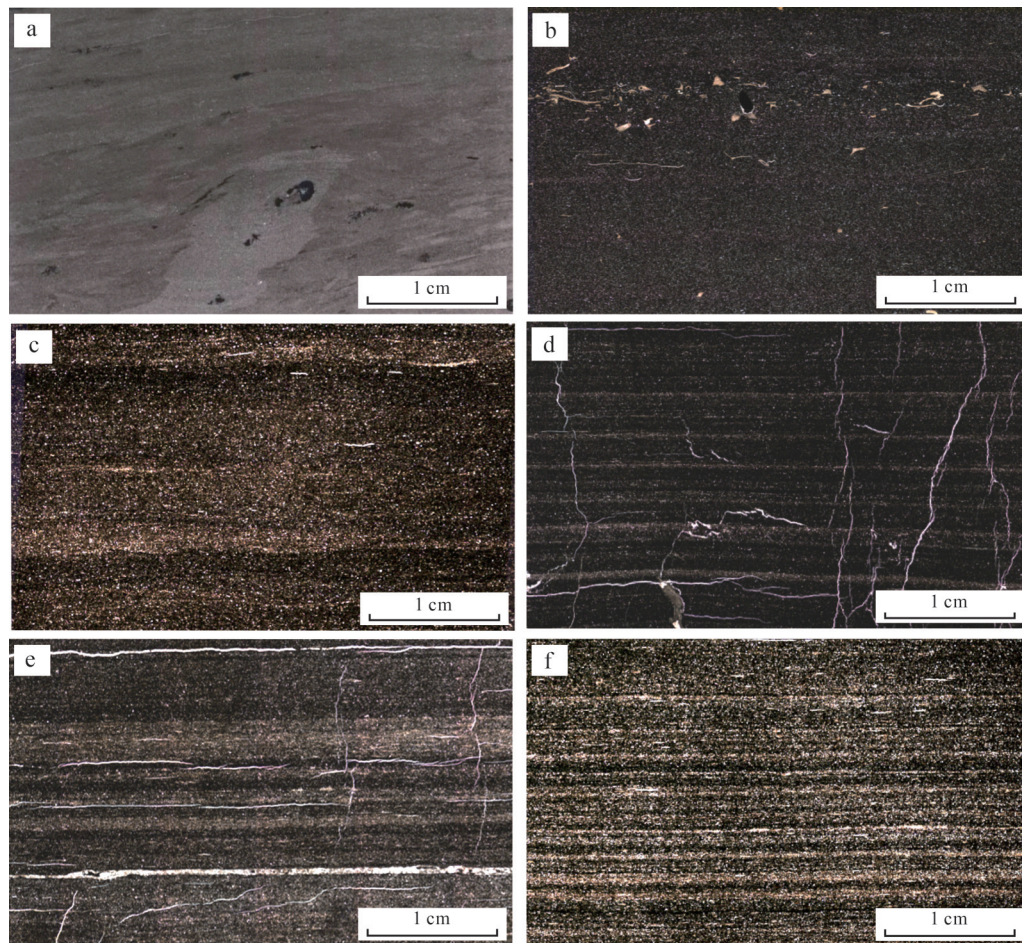


图 10 川南地区五峰组-龙马溪组页岩层理类型及特征大薄片偏光显微镜照片

Fig. 10 Microscopic photos showing bedding types and characteristics of the Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin

a. 生物扰动型块状层理; b. 均质型块状层理; c. 递变型水平层理; d. 条带状粉砂型水平层理; e. 砂-泥递变型水平层理; f. 砂-泥互层型水平层理

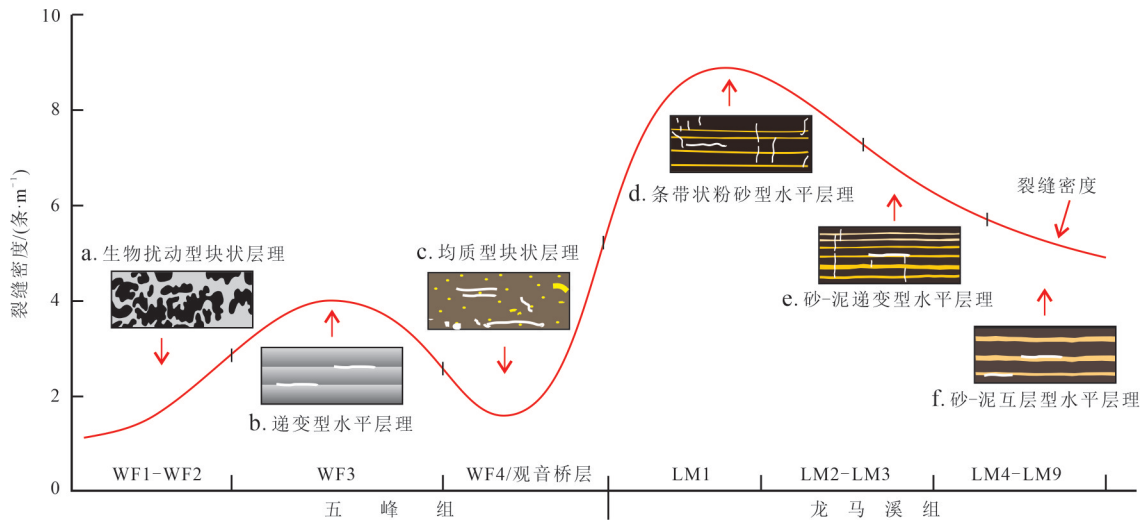


图 11 川南地区阳 101H3-8 井五峰组-龙马溪组含气页岩层理类型与裂缝密度关系

Fig. 11 Relationship between bedding types and fracture density of the Wufeng-Longmaxi shale in

Well Yang 101H3-8, southern Sichuan Basin

岩生物成因硅和有机质含量减少^[28],相同厚度单元内层面数量减少,从而顺层缝和非顺层缝密度减小。递变型水平层理页岩不同纹层之间 TOC、粒度、矿物组分差异小,层与层之间接触紧密,从而顺层缝密度较小。均质型块状层理和生物扰动型水平层理页岩多呈块状,页岩单层厚度大,相同厚度单元内层面少,岩性相对均质,故不利于顺层缝的形成。

4.3 压力系数

川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩裂缝密度与压力系数正相关,在 TOC 相同的情况下,地层压力系数越大,裂缝密度越大。如图 9 所示,当 TOC 为 3.9% 时,阳 105 井区地层压力系数 1.2,页岩裂缝密度 0.14 条/m;威 202 井区地层压力系数 1.4,页岩裂缝密度 1.1 条/m;阳 101H3-8 井区地层压力系数 1.9,页岩裂缝密度 3.8 条/m;泸 206 井区地层压力系数 2.2,页岩裂缝密度 4.8 条/m。随着地层压力系数增大,页岩裂缝密度增大。

在地层封闭状态下,由于粘土矿物脱水转化、烃类生成、水热增压等综合作用,形成异常高的孔隙流体压力^[20]。当孔隙流体压力大于静水柱压力的数值(超压值)等于基质压力的 1/3 或 1/2 时(地层压力系数为 1.3 ~ 1.5),超压裂缝便可形成^[32]。当孔隙流体压力小于裂缝中流体压力时,裂缝闭合。通常情况下,异常高压页岩内裂缝的开启与闭合是一个多次循环往复的过程,先期形成的较小裂缝不断被后期的破裂作用扩展,从而形成宏观裂缝和微裂缝。因此,随着压力系数增大,页岩宏观裂缝和微裂缝密度增大。

川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩压力系数随埋深增大而增大,压力系数最高值分布于泸 206 井区和阳 101H3-8 井区附近。在相同的 TOC 情况下,高异常压力易于形成大量顺层缝和生烃增压缝^[18],因此深层页岩裂缝密度远高于非深层(图 7)。高异常压力还有助于成岩收缩缝的保持和扩大,从而在富含粘土矿物层段形成大量成岩收缩缝密集段(图 12)。随着埋深和地层压力系数增加,深层地区层面接合力相对较强的砂-泥递变型和砂-泥互层型水平层理页岩也逐渐产生大量顺层缝和非顺层缝,从而造成裂缝密度增大。

5 页岩气意义

5.1 裂缝影响单井测试产量

五峰组-龙马溪组含气页岩微裂缝发育程度与单井测试产量正相关,微裂缝越发育,单井测试产量越高。以泸州地区泸 203 井为例,其五峰组-龙马溪组含气页岩微裂缝发育,SEM 照片上微裂缝与孔隙相互连通构成网状,其单井测试产量达 $137.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

五峰组-龙马溪组含气页岩宏观裂缝长度影响页岩气井单井测试产量。当裂缝长度较小时,裂缝密度越大,单井测试产量越高;当裂缝长度较大时,裂缝密度越大,单井测试产量越低。以泸州地区为例,阳 203-H1 井裂缝高度大(单个裂缝长度一般大于 0.5 m),单井测试产量低($0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),而同一构造位置的阳 201-

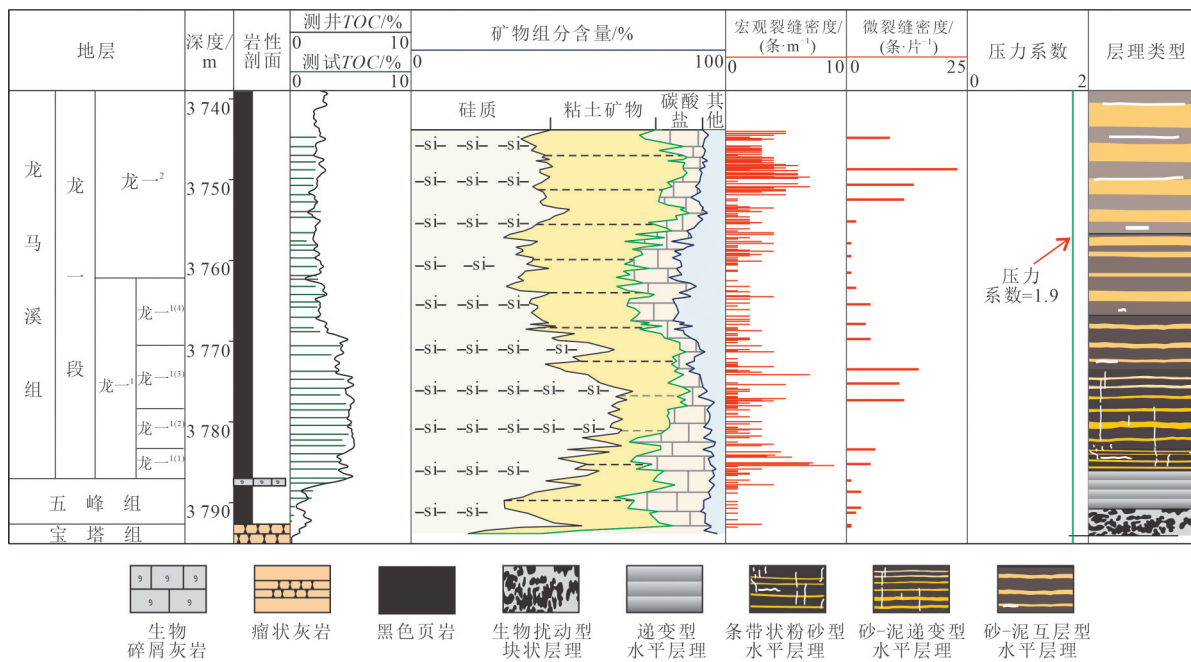


图12 川南地区阳101H3-8井五峰组-龙马溪组页岩裂缝纵向分布

Fig. 12 Vertical distribution of fractures in the Wufeng-Longmaxi shale in Well Yang 101H3-8, southern Sichuan Basin

H2井裂缝长度小(单个裂缝长度一般小于0.5 m),单井测试产量高($43 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)。

五峰组-龙马溪组含气页岩宏观裂缝类型也影响页岩气井单井测试产量。一般情况下,发育多组多走向裂缝的直井产量较高,裂缝走向单一的井单井测试产量较低。以昭通地区YS137井为例,其主要发育两组近垂直的天然裂缝,测试产量达 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上;阳102井裂缝走向略有分散,最高测试产量在 $1.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;YS117井裂缝走向单一,产量较低,不到 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。网状缝有利于提高单井测试产量,网状缝越发育,页岩气井产能单井测试产量越高。

5.2 裂缝有利于优质页岩段发育

川南地区五峰组-龙马溪组优质页岩段具有高TOC(>2%)、高孔隙度(平均值5.22%)、高含气量(平均值 $5.96 \text{ m}^3/\text{t}$)^[28]、高硅质含量^[15]、页理和裂缝发育等特征^[16],其形成与缺氧的深水陆棚环境密切相关^[33]。前期勘探开发实践证实,威远、长宁、昭通^[34]、焦石坝^[35]等区块均形成于深水陆棚环境^[36],优质页岩段TOC高、孔隙度高、含气量大、硅质含量高、页理和裂缝发育。以威远区块威202井为例,其优质页岩段形成于深水陆棚沉积环境,TOC平均值6.2%,孔隙度平均值9.5%,含气量平均值 $9.4 \text{ m}^3/\text{t}$,硅质含量达75.0%,发育条带状粉砂型水平层理,顺层缝和非顺层缝发育。长宁区块宁212井优质页岩段也形成于深水陆棚沉积

环境,TOC平均值9.8%,孔隙度平均值4.5%,含气量平均值 $4.5 \text{ m}^3/\text{t}$,硅质含量达60.1%,发育条带状粉砂层理,顺层缝和非顺层缝发育。

埋深小于3500 m地区由于沉积时期古地形相对较高,深水陆棚相发育时间较短,故优质页岩段多发育于龙一⁽¹⁾小层。埋深大于3500 m地区页岩由于一直处于沉积中心区^[9],深水陆棚相发育时间长,故龙一⁽¹⁻³⁾小层均可构成优质页岩段。以威202井和阳101H3-8井为例,威202井五峰组底界埋深为2582.0 m,优质页岩段集中分布于龙一⁽¹⁾小层,优质页岩仅厚5.2 m。阳101H3-8井五峰组底界埋深为3792.5 m,由于一直处于深水陆棚沉积环境,龙一⁽¹⁻³⁾小层均为优质页岩段,厚度可达17.5 m。优质页岩段孔隙度平均值为7.2%,硅质含量大于60%,发育条带状粉砂型和砂-泥递变型水平层理,裂缝密度大。近期勘探证实,川南地区深层泸207井龙一⁽¹⁻³⁾小层测试产量 $30.63 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,泸208井龙一⁽¹⁻³⁾小层测试产量 $26.59 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,泸202井龙一⁽¹⁻³⁾小层测试产量 $13.22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,泸203井龙一⁽¹⁻³⁾小层测试产量 $137.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,泸206井龙一⁽¹⁻³⁾小层测试产量 $30.55 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,优质页岩段裂缝均十分发育。

5.3 成岩收缩缝发育的龙一²亚段可成为潜在靶体段

川南地区五峰组-龙马溪组深层地区由于封闭条件好,成岩演化过程中粘土矿物脱水转化可产生大量

成岩收缩缝。成岩演化过程中,以蒙脱石转化脱水量最大。蒙脱石向混层粘土转化,混层粘土再向伊利石、绿泥石转化,最后形成伊利石和绿泥石^[32]。由于基质的压缩等过程是不可逆的,不会因为不存在储存空间而停止进行,所以富含粘土矿物的层段会产生大量成岩收缩裂缝。随着地层压力系数增大,高流体压力能助长收缩缝的保持和扩大,从而成岩收缩裂缝密度增大。

川南地区深层龙马溪组龙一²亚段粘土矿物含量高,以伊利石为主,下部层段裂缝密度大。富裂缝发育段由于与下伏的优质页岩段相邻,在裂缝的有效沟通下,可形成潜在靶体段。以阳101H3-8井为例,其龙一²亚段粘土矿物含量约44%,含气量为4.10 m³/t,成岩收缩缝发育,裂缝密度达6.0条/m。阳101H2-7井龙一²亚段粘土矿物含量约43%,含气量为1.85 m³/t,成岩收缩缝发育,裂缝密度达3.5条/m。近期勘探发现,该段测试产量达10.2×10⁴ m³/d,展示出良好的勘探潜力。

6 结论

1) 川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩岩心发育宏观裂缝和微裂缝,可划分为顺层缝和非顺层缝,宏观裂缝中,顺层缝主要为页理缝和层间滑移缝,非顺层缝主要为斜交缝和垂直缝。微裂缝中,顺层缝主要为页理缝,非顺层主要为生烃增压缝、成岩收缩缝和溶蚀缝,含气页岩以顺层缝为主,75%的宏观裂缝和87%的微裂缝均为顺层缝。

2) 川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩岩心随着埋深增大,宏观裂缝和微裂缝的密度均增大,部分井中埋深大于3 500 m的含气页岩其宏观裂缝密度是其他井中埋深小于3 500 m同层页岩的10倍。

3) 川南地区五峰组-龙马溪组含气页岩岩心TOC和层理类型影响裂缝密度,高TOC的条带状粉砂型和砂-泥递变型水平层理页岩裂缝密度最大。

4) 裂缝发育有利于优质页岩段的形成,埋深小于3 500 m地区优质页岩段主要发育于龙一¹⁽¹⁾小层,埋深大于3 500 m地区优质页岩段发育于龙一¹⁽¹⁻³⁾小层,部分井龙一²亚段底部由于成岩收缩缝发育,也成为优质页岩段。

致谢:中国石油西南油气田分公司岩心库提供了观察和描述岩心的机会,中国石油西南油气田分公司页岩气研究所吴伟高级工程师提供了钻井及分析化验资料,东北石油大学黄赛鹏老师参与了岩心观察和描述,在此表示感谢。

参 考 文 献

- [1] Gale J F W, Laubach S E, Olson J E, et al. Natural fractures in shale: A review and new observations[J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(11): 2165-2216.
- [2] Gale J F, Reed R M, Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [3] 王玉满, 李新景, 董大忠, 等. 海相页岩裂缝孔隙发育机制及地质意义[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1602-1610.
Wang Yuman, Li Xinjing, Dong Dazhong, et al. Development mechanism of fracture pores in marine shale and its geological significance[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1602-1610.
- [4] 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, Wei Xiangfeng, 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.
- [5] 汪虎, 何治亮, 张永贵, 等. 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, 2019, 40(1): 41-49.
Wang Hu, He Zhiliang, Zhang Yonggui, et al. Microfracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir property[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(1): 41-49.
- [6] Zeng L, Liu 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.
- [7] 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.
- [8] 田鹤, 曾联波, 徐翔, 等. 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, 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.
- [9] 王红岩, 施振生, 孙莎莎, 等. 四川盆地及周缘志留系龙马溪组一段深层页岩储层特征及其成因[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 66-75.
Wang Hongyan, Shi Zhensheng, Sun Shasha, et al. Characterization and genesis of deep shale reservoirs in the first Member of the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 66-75.
- [10] 张元动, 陈旭. 奥陶纪笔石动物的多样性演变与环境背景[J]. 中国科学(D辑:地球科学), 2008, (1): 10-21.
Zhang Yuandong, Chen Xu. Diversity evolution and environmental background of Ordovician graptolites[J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 2008, (1): 10-21.
- [11] 施振生, 董大忠, 王红岩, 等. 含气页岩不同纹层及组合储集层特征差异性及其成因—以四川盆地志留统龙马溪组一段典型井为例[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 829-840.
Shi Zhensheng, Dong Dazhong, Wang Hongyan, et al. Reservoir characteristics and genetic mechanisms of gas-bearing shales with

- different laminae and laminae combinations: A case study of Member 1 of the Lower Silurian Longmaxi shale in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 829–840.
- [12] 刘宝珺, 许效松, 潘杏南, 等. 中国南方古大陆地壳演化与成矿[M]. 北京: 科学出版社, 1993.
- Liu Baojun, Xu Xiaosong, Pan Xingnan, et al. Evolution and mineralization of earth crust of paleocontinent in South China [M]. Beijing: Science Press, 1993.
- [13] 赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(3): 470–487.
- Zhao Songxian, Yang Yueming, Zhang Jian, et al. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(3): 470–487.
- [14] Wang Hongyan, Shi Zhensheng, Zhao Qun, et al. Stratigraphic framework of the Wufeng–Longmaxi shale in and around the Sichuan Basin, China: Implications for targeting shale gas [J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1(3–4): 124–133.
- [15] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(4): 561–574.
- Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 561–574.
- [16] 邹才能, 赵群, 董大忠, 等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(12): 1781–1796.
- Zou Caineng, Zhao Qun, Dong Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(12): 1781–1796.
- [17] Zhao J, Jin Z, Jin Z, et al. Origin of authigenic quartz in organic-rich shales of the Wufeng and Longmaxi Formations in the Sichuan Basin, South China: Implications for pore evolution[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, 38: 21–38.
- [18] Lash G G, Engelder T. An analysis of horizontal microcracking during catagenesis: Example from the Catskill delta complex [J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(11): 1433–1449.
- [19] Ougier-Simonin A, Renard F, Boeche C, et al. Microfracturing and microporosity in shales [J]. *Earth-Science Reviews*, 2016, 162: 198–226.
- [20] 丁文龙, 李超, 李春燕, 等. 页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响[J]. *地学前缘*, 2012, 19(2): 212–220.
- Ding Wenlong, Li Chao, Li Chunyan, et al. Dominant factor of fracture development in shale and its relationship to gas accumulation [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(2): 212–220.
- [21] Zeng W, Zhang J, Ding W, et al. Fracture development in Paleozoic shale of Chongqing area (South China). Part one: Fracture characteristics and comparative analysis of main controlling factors [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2013, 75: 251–266.
- [22] 赵建华, 金之钧, 金振奎, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组含气页岩中石英成因研究[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(2): 377–386.
- Zhao J, Jin Z, Jin Z, et al. The genesis of quartz in Wufeng–Longmaxi gas shales, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(2): 377–386.
- [23] 腾格尔, 申宝剑, 俞俊杰, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气形成与聚集机理[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 69–78.
- Teng G, Shen B, Yu L, et al. Mechanisms of shale gas generation and accumulation in the Ordovician Wufeng–Longmaxi Formation, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 69–78.
- [24] 牟传龙, 葛祥英, 许效松, 等. 中上扬子地区晚奥陶世岩相古地理及其油气地质意义[J]. *古地理学报*, 2014, (4): 427–440.
- Mou Chuanlong, Ge Xiangyin, Xu Xiaosong, et al. Lithofacies palaeogeography of the Late Ordovician and its petroleum geological significance in Middle–Upper Yangtze Region [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2014, (4): 427–440.
- [25] Macquaker J H, Bentley S J, Bohacs K M. Wave-enhanced sediment-gravity flows and mud dispersal across continental shelves: Reappraising sediment transport processes operating in ancient mudstone successions [J]. *Geology*, 2010, 38(10): 947–950.
- [26] Jarvie D M, Hill R J, Pollastro R M. Evaluation of unconventional natural gas prospects: The Barnett Shale fractured shale gas model [C]. Poland: IMOG Research Conference, 2003.
- [27] 施振生, 邱振. 海相细粒沉积层理类型及其油气勘探开发意义[J]. *沉积学报*, 2021, 39(1): 181–196.
- Shi Zhensheng, Qiu Zhen. Main bedding types of marine fine-grained sediments and their significance for oil and gas exploration and development [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(1): 181–196.
- [28] Shi Zhensheng, Zhou Tianqi, Wang Hongyan, et al. Depositional structures and their reservoir characteristics in the Wufeng–Longmaxi Shale in Southern Sichuan Basin, China [J]. *Energies*, 2022, 15(5): 1618.
- [29] 熊周海, 操应长, 王冠民, 等. 湖相细粒沉积岩纹层结构差异对可压裂性的影响[J]. *石油学报*, 2019, 40(1): 74–85.
- Xiong Zhouhai, Cao Yingchang, Wang Guanming, et al. Influence of laminar structure differences on the fracability of lacustrine fine-grained sedimentary rocks [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(1): 74–85.
- [30] 王永辉, 刘玉章, 丁云宏, 等. 页岩层理对压裂裂缝垂向扩展机制研究[J]. *钻采工艺*, 2017, 40(5): 39–42.
- [31] Wang Yonghui, Liu Yuzhang, Ding Yunhong, et al. Research on influence of shale bedding to vertical extension mechanism of hydraulic fracture [J]. *Drilling & Production Technology*, 2017, 40(5): 39–42.
- [32] 孙可明, 冀洪杰, 张树翠. 页岩层理方位及强度对水力压裂的影响[J]. *实验力学*, 2020, 35(2): 343–348.
- Sun Keming, Ji Hongjie, Zhang Shucui. Influence of bedding azimuth and strength on hydraulic fracturing in shale [J]. *Journal of Experimental Mechanics*, 2020, 35(2): 343–348.
- [33] 丁文龙, 张博闻, 李泰明. 古龙凹陷泥岩非构造裂缝的形成[J]. *石油与天然气地质*, 2003, 24(1): 50–54.
- Ding Wenlong, Zhang Bowen, Li Taiming. Formation of non-tectonic fractures in mudstones in Gulong Depression [J]. *Oil & Gas Geology*, 2003, 24(1): 50–54.
- [34] Zou C, Qiu Z, Poulton S W, et al. Ocean euxinia and climate change “double whammy” drove the Late Ordovician mass extinction [J]. *Geology*, 2018, 46(6): 535–538.
- [35] 梁兴, 徐政语, 张朝, 等. 昭通太阳背斜区浅层页岩气勘探突破及其资源开发意义[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(1): 11–28.
- Liang Xin, Xu Zhengyu, Zhang Zao, et al. Breakthrough of shallow shale gas exploration in Taiyang anticline area and its significance for resource development in Zhaotong, Yunnan province, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 11–28.
- [36] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J]. *天然气工业*, 2020, 40(5): 1–14.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Huang Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect [J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(5): 1–14.