

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

郭旭升,胡东风,魏祥峰,李宇平

(中国石化 勘探分公司,四川 成都 610041)

摘要:以涪陵页岩气田焦石坝地区五峰组-龙马溪组页岩为研究对象,通过岩心观察、FMI测井解释和氩离子抛光扫描电镜等手段,对页岩裂缝发育的主要控制因素及其对产能的影响进行分析。研究发现,焦石坝地区五峰组-龙马溪组页岩发育微观裂缝(解理缝、晶间缝和贴粒缝)和宏观裂缝(高角度缝——斜交缝和垂直缝、水平缝——页理缝和层间滑动缝)。这两类裂缝的发育程度明显受到岩层的力学性质、页岩气层异常高压、距主滑脱面的距离、斑脱岩的发育程度以及构造作用的控制,其中微观裂缝和水平裂缝在五峰组和龙马溪组底部最为发育,而高角度缝在远离断裂带的构造稳定区主要发育在五峰组,在靠近断裂带页岩气层均有发育。天然裂缝在纵向上发育程度的差异控制了页岩气单井产量,主要体现在:①影响了页岩气富集,微裂缝和水平裂缝在远离焦石坝构造周边断裂的稳定区总体表现出积极的贡献,而开启性高角度缝,易于形成页岩气逸散通道,造成页岩气藏丰度降低、实测地层压力略有偏低;②影响了后期人工体积改造的有效性,开启性高角度缝的发育不仅会造成钻井液漏失量大,同时也不利于后期压裂改造形成缝网,使人工体积改造有效性降低。

关键词:裂缝;产能;页岩气;五峰组;龙马溪组;焦石坝地区;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin

Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Xiangfeng, Li Yuping

(Exploration Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Shale samples were taken from the Wufeng-Longmaxi Formations in Jiaoshiba Block of Fuling shale gas field to study the key controlling factors of shale fractures and their influences upon gas production capacity through analysis methods including core observation, FMI logging interpretation, Ar-ion Milling SEM images and etc. The results show two main types of fractures: micro-fractures (cleavage fractures, intergranular fractures and grain-around fractures) and macro-fractures (high angle fractures-oblique fractures and vertical fractures, horizontal fractures-foliation fractures, interlayer slipping fractures). Their growth is clearly under the joint control of mechanical properties, abnormal high pressure, distance from the main decollement surface, and bentonite and tectonism. The micro-fractures and horizontal fractures are best developed at the bottom of both Formations, while high angle fractures are mainly developed in the Wufeng Formation in structurally stable regions far from fault belts and occur in all the shale gas formations in areas near the fault belts. The differential development of natural fractures in horizontal and vertical directions is found to control the productivity of single shale gas wells through the following ways. First, it controlled shale gas enrichment as the micro-fractures and horizontal fractures far from faults around Jiaoshiba Tectonic contributed greatly to the accumulation of shale gas in the stable structural zones. In contrast, the open fractures with high angles possibly acted as channels for shale gas to escape, thus leading to a low gas abundance and a low formation pressure. Secondly, it may lower the effectiveness of volume fracturing as the high-angle open fractures not only can cause severe drilling mud leakage, but also deter the formation of fracture networks through fracturing.

Key words: fracture, production capacity, shale gas, Wufeng Formation, Longmaxi Formation, Jiaoshiba area, Sichuan Basin

收稿日期:2016-03-23;修订日期:2016-07-07。

第一作者简介:郭旭升(1965—),男,博士、教授级高级工程师,石油地质。E-mail: guoxs. ktnf@ sinopec. com。

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技部基础研究项目(P15074)。

近年来北美地区以及中国四川盆地页岩气勘探开发的巨大成功,表明低孔、特低渗的致密泥页岩层在一定的地质条件下,经过人工体积压裂改造后形成的网状裂缝系统,对泥页岩的渗流能力有了极大的改善,页岩气井能够获得工业产能^[1-6]。因此,国内外学者对页岩裂缝发育特征、成因与分布规律等方面的研究越来越受到高度重视,初步明确了裂缝与脆性矿物含量、构造变形程度等因素有紧密的关系^[7-14],并探讨了裂缝发育程度与页岩气藏品质和产量高低^[15-19]。近年来,随着中国南方海相页岩气的勘探实践,面对经历多期构造运动叠加改造、处于高-过成熟度页岩,裂缝对页岩气藏富集程度影响的研究显得更为重要,但由于受掌握资料程度和勘探认识的限制,页岩裂缝发育的主控因素以及不同规模、不同角度的裂缝对页岩气层含气性和页岩气井产能规律性研究仍显得尤为不足,这极大限制了页岩气的高效勘探和开发。

因此,笔者以涪陵页岩气田五峰组-龙马溪组海相页岩为研究对象,通过岩心观察、FMI测井解释和氩离子抛光扫描电镜等手段,对泥页岩裂缝的成因类型、发育特征、控制因素以及天然裂缝发育程度的差异对产能的影响进行研究,以期研究成果为四川盆地及周缘进一步油气地质综合研究及页岩气勘探部署等提供依据与借鉴。

1 地质背景

涪陵页岩气田位于四川盆地东部川东隔挡式褶皱

带万县复向斜内、盆地边界断裂齐岳山断裂以西,行政区划隶属于重庆市涪陵区^[20-23]。气田目前主产气区位于焦石坝构造,地表主要出露三叠系嘉陵江组(图1)。焦石坝构造为一个受北东向和近南北向两组断裂控制、轴向北东的菱形断背斜,主体变形较弱,表现出似箱状断背斜形态,即顶部宽缓、地层倾角小、断层不发育,两翼陡倾、断层发育。区内五峰组-龙马溪组含气泥页岩层段厚度($TOC \geq 1\%$)为50~100 m,优质页岩气层段($TOC \geq 2\%$)厚度为35~45 m;含气泥页岩层段 TOC 平均约为2.66%, R_o 为2.58%,孔隙度平均约为4.53%,含气量平均约为4.21 m³/t,焦页1井龙马溪组页岩气层地层压力系数为1.55^[24]。截至2015年12月31日,涪陵页岩气田累计开钻290口井,完井256口,投产180口,累计生产页岩气43.91×10⁸ m³,销售42.13×10⁸ m³,这标志着涪陵页岩气田顺利完成了50×10⁸ m³/a产能建设目标。

2 裂缝发育特征

2.1 裂缝类型及特征

裂缝既可为页岩气提供聚集空间,也可为页岩气的生产提供运移通道,对页岩气的富集和产出都具有重要影响。通过岩心观察、FMI测井解释和氩离子抛光扫描电镜等手段发现焦石坝地区裂缝类型多样。本文需要借用电子显微镜观察到的裂缝,统称为微观裂缝;而用肉眼直接能观察到的裂缝统称为宏观裂缝。

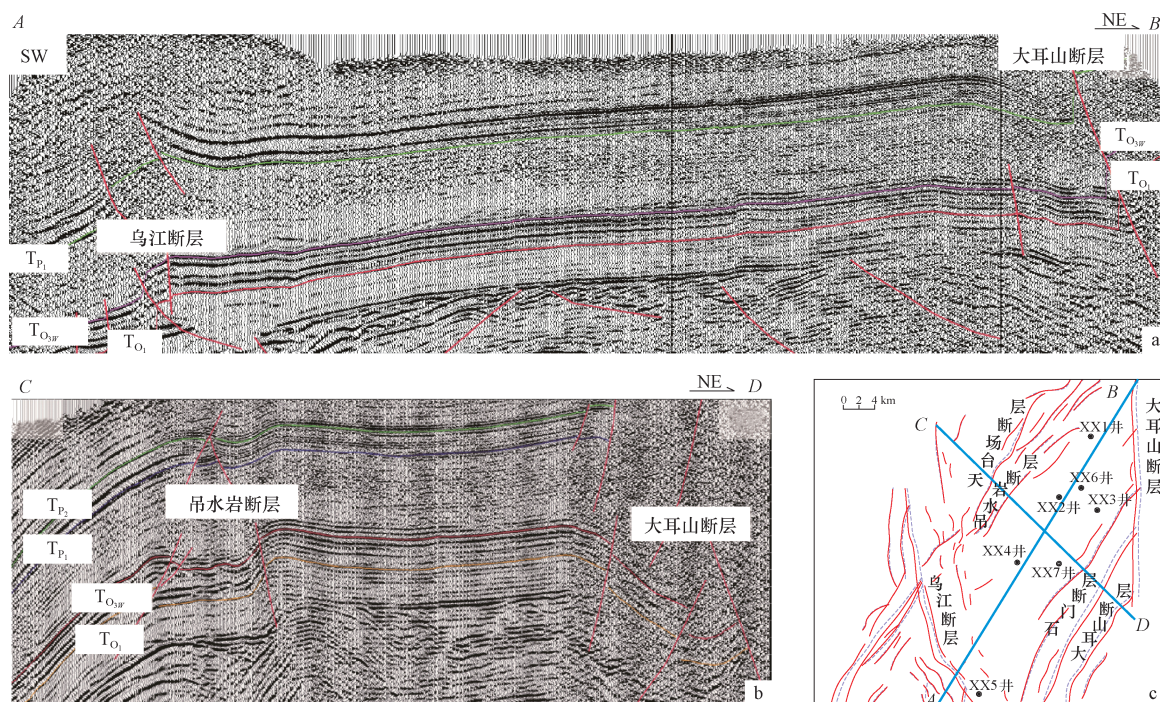


图1 四川盆地涪陵页岩气田焦石坝构造地震剖面(a,b)及井位分布(c)

Fig. 1 Seismic profiles(a,b) of and well locations(c) on Jiaoshiba structure in Fuling shale gas field, the Sichuan Basin

2.1.1 微观裂缝发育特征

微观裂缝通常一般是指宽度小于 $10\mu\text{m}$ 的微型裂缝,需借助氩离子抛光扫描电镜等具有高分辨率的仪器进行识别。氩离子抛光扫描电镜下识别出的微裂缝主要有3种类型:解理缝、粘土矿物晶间缝和贴粒缝。

解理缝主要发育于片状矿物内部或边缘,缝面一般比较平直,曲度较小,少量有轻微弯曲,多数未见胶结物充填,裂缝宽度主要介于 $0.02 \sim 1\mu\text{m}$,裂缝长度一般与片状矿物长度有关(图2a)。

粘土矿物晶间缝主要在成岩作用过程中由粘土矿物的脱水作用形成,裂缝的长度一般都是小于 $50\mu\text{m}$ (图2b)。

贴粒缝主要是沿碎屑颗粒、粘土矿物、有机质界面处形成的裂缝,微裂缝多具有一定的弧度,部分呈近平行状或羽列状连续排列分布,缝宽 $0.01 \sim 10\mu\text{m}$ (图2c—f)。碎屑颗粒与粘土矿物间贴粒缝,该类型裂缝连通性好,开度变化大,微裂缝方向沿碎屑颗粒和粘土矿物界面延伸(图2c,d);碎屑颗粒、粘土矿物和有机质间的贴粒缝,由于有机质在演化过程中产生局部异常压力使岩石破裂而形成的裂缝,在五峰组—龙马溪组底部有机碳含量较高的碳质泥页岩中普遍发育,该种裂缝一般缝面不规则,不成组系,多充填有机质(图2e,f)。

2.1.2 宏观裂缝发育特征

岩心观察发现,焦石坝地区五峰组—龙马溪组一段岩心中的宏观裂缝,根据裂缝的倾角大小,可分为水

平缝(页理缝、层间滑动缝等)和高角度缝(斜交缝和垂直缝)两类(图3)。

五峰组—龙马溪组页岩水平缝多贯穿岩心,其中除见到发育的页理缝(图3a),还观察到较发育的层间滑动缝(图3b)。

页理缝主要为具剥离线理的平行层理纹层面间的孔缝,为沉积作用所形成。页岩间页理为力学性质薄弱的界面,极易剥离,层间页理缝为页岩中最基本的裂缝类型。区内该类型裂缝极为常见,开张度一般较小,在地层温度和压力条件下,通常认为页岩缝未张开,为一弱离面。XX6井岩心剖切观察表明,在页岩气层中,底部的五峰组—龙马溪组一段一亚段页理最为发育,页理缝密度大,缝宽较大,整体页理缝极发育;中部龙马溪组一段二亚段页理不发育,页理缝密度小,缝宽较小,整体页理缝欠发育;上部龙马溪组一段三亚段页理发育,页理缝密度大,但缝宽小,整体页理缝较发育(图4)。

层间滑动缝是平行于层面且具有明显滑动痕迹的裂缝,层面一般存在大量平整、光滑或具有划痕与阶步等特征(图3b),在整个川东南地区五峰组—龙马溪组底部常见。层面结构是页岩最基本的岩石结构,层面也是最薄弱的力学结构面。无论在拉张盆地还是挤压盆地中,层面滑动缝是页岩中最基本的裂缝类型之一。受构造作用影响,区内层间滑动缝较常见,裂缝宽度以 $0.5 \sim 1.0\text{mm}$ 居多,最宽可达 6mm ,多被沥青质、有机质充填。在焦石坝地区主体构造区内,层间滑动缝裂缝密度主要介于 $0.1 \sim 4\text{条}/\text{m}$,在五峰组—龙马溪组一段底部更为发育,裂缝密度可达到 $20 \sim 40\text{条}/\text{m}$ (图5)。

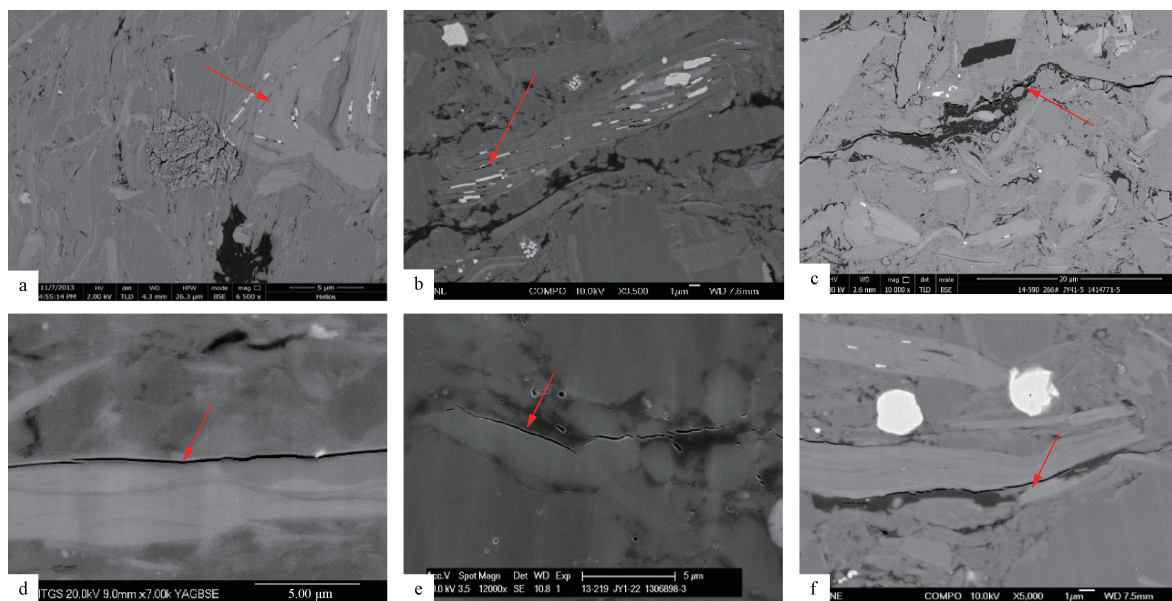


图2 焦石坝地区五峰组—龙马溪组一段页岩中微观裂缝特征

Fig. 2 Characteristics of micro-fractures in shale from the first member of the Wufeng-Longmaxi Formations in Jiaoshiba area
a. 解理缝,XX1井,埋深2 411.84 m;b. 粘土矿物晶间缝,XX1井,埋深2 385.42 m;c. 有机质内部裂缝,XX7井,埋深2 400.81 m;d. 碎屑颗粒与粘土矿物间贴粒缝,XX4井,埋深2 537.38 m;e. 碎屑颗粒与有机质间贴粒缝贴粒缝,XX1井,埋深2 406.32 m;f. 粘土矿物与有机质间贴粒缝,XX1井,埋深2 381.91 m

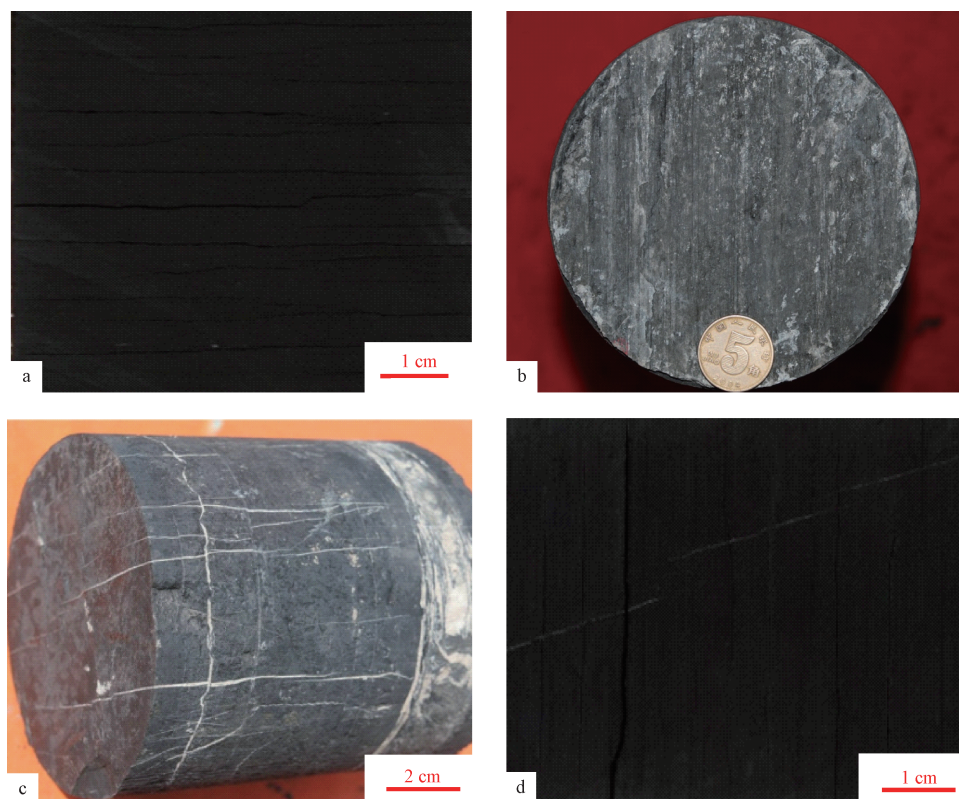


图3 焦石坝地区五峰组-龙马溪组一段页岩中宏观裂缝特征

Fig. 3 Characteristics of macro-fractures in shale from the first member of the Wufeng-Longmaxi Formations in Jiaoshiba area

- a. 页理缝, XX6 井, 埋深 2 319.46 ~ 2 319.76 m; b. 层间滑动缝, 见擦痕和镜面现象, XX4 井, 埋深 2 586.05 m;
c. 裂缝网络, 被方解石全充填, XX1 井, 埋深 2 400.81 m; d. 斜交缝, 呈雁列式排列, 被方解石全充填, XX4 井, 埋深 2 319.21 ~ 2 320.39 m

高角度裂缝发育主要受构造作用影响。在焦石坝背斜构造主体, 构造变形较弱, 高角度缝总体不发育, 规模较小, 且仅在五峰组相对集中出现。而在焦石坝构造周边靠近断裂带区域, 由于构造作用强烈, 高角度裂缝不仅更加发育, 且规模变大; 在纵向上, 除在五峰组常见外, 龙马溪组中上部局部也能见到高角度缝。岩心观察统计明显能证明上述的规律特征, 处于构造稳定区的 XX3 井高角度缝, 在页岩气层段主要发育于五峰组-龙马溪组一段的底部, 且裂缝规模明显较小, 缝长主要介于 20 ~ 150 mm, 缝宽主要介于 0.5 ~ 1.0 mm, 多被方解石充填或半充填, 基本未见到开启的裂缝; 而靠近断裂较发育区的 XX5 井高角度缝在页岩气层均有发育, 裂缝规模具有变大的趋势, 缝长主要介于 60 ~ 1 000 mm, 裂缝密度增加, 缝宽 0.5 ~ 3 mm, 多被方解石、泥质、有机质半充填-全充填, 但同时也见到未被充填的裂缝(图 6)。

2.2 裂缝发育控制因素

通过前文焦石坝地区扫描电镜、岩心的观察与描述, 并结合 FMI 成像测井资料可以判断, 页岩气层裂缝在平面上和纵向上具有一定的差异性。影响裂缝发育和分布的因素有很多, 根据裂缝的发育规律, 认为裂缝的发育明显受到岩层的力学性质、页岩气层异常高

压、距主滑脱面的距离、斑脱岩的发育程度以及构造作用所控制。

2.2.1 岩层力学性质

岩石成分和结构决定了地层岩石力学性质特有的塑性和脆性, 是岩石能产生裂缝的内因。通常当页岩中脆性矿物的含量越高、膨胀性粘土矿物含量较少, 页岩造缝能力强, 容易产生裂缝^[25]。XX1 井五峰组-龙马溪组 $TOC \geq 1\%$ 页岩气层脆性矿物以硅质矿物、长石、碳酸盐矿物为主, 平均含量达到 60.7%。脆性矿物含量总体具有从上到下逐渐增加的趋势, 在页岩气层下部 $TOC \geq 2\%$ 厚约 38 m 的优质页岩层段, 脆性矿物含量平均到达 62.4%, 相比页岩气层上部层段增大 9%。脆性矿物含量的增加造成优质页岩气层破裂压力平均仅为 62.57 MPa (页岩气层中上部达到 75 MPa 以上), 其在相同受力的情况下, 纳米级的微观裂缝和肉眼可观察到的宏观裂缝相应地更加发育, 这也是焦石坝地区五峰组-龙马溪组底部水平缝和高角度缝相互交织(图 3), 形成网状裂缝的原因之一。XX6 井页岩气层页理缝综合指数(裂缝密度 × 裂缝宽度)与硅质矿物含量呈正相关, 与粘土矿物含量呈负相关关系也证明了该观点。

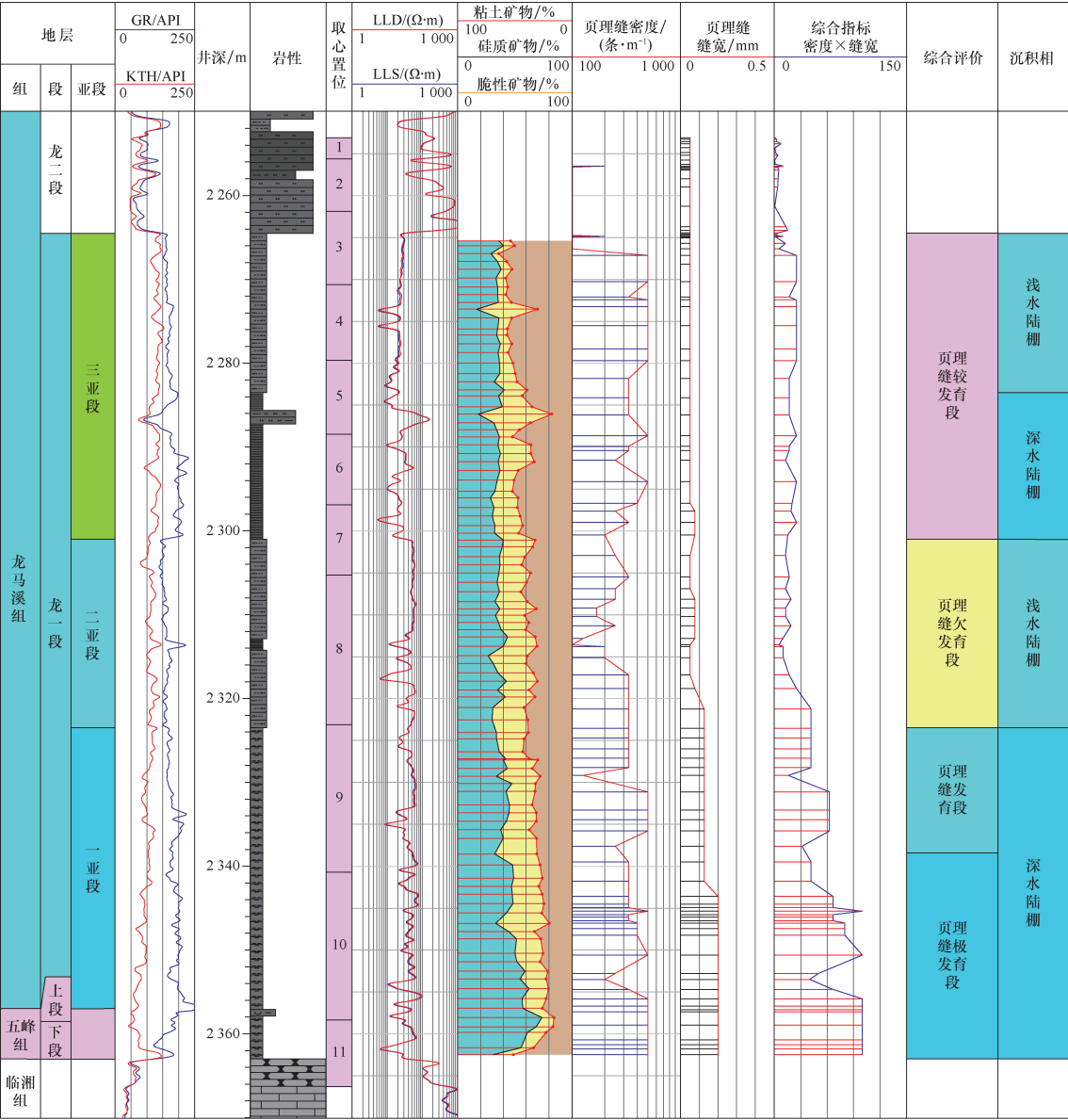


图 4 焦石坝地区 XX6 井五峰组 - 龙马溪组一段页理缝发育特征柱状图

Fig. 4 Column chart showing the features of foliation fractures in shale from the first member of the Wufeng-Longmaxi Formations in well XX6 in Jiaoshiba area

2.2.2 页岩气层异常高压

页岩气层异常高压有利于微观裂缝的产生。焦石坝五峰组 - 龙马溪组优质页岩在沉积后,随着埋深的增加及成岩作用的增强,粘土矿物转化脱水、烃类生成以及水热增压等综合因素会造成页岩内部形成异常高的孔隙流体压力。当孔隙流体压力增大到大于泥岩破裂压力时,便产生微裂缝,使页岩内大量孔隙流体通过裂缝向外排出,压力降低。当压力下降至静水压力的 1.2 ~ 1.3 倍时,泥岩中的超压释放作用停止^[26],裂缝闭合。通常情况下,异常高压内裂缝的开启与闭合是一个多次循环往复的过程。而氩离子抛光扫描电镜能够对泥页岩中的超压微裂缝进行高辨率识别。氩离子抛光扫描电镜下识别出的超压微裂缝主要有两种类

型,一种为矿物或有机质内部裂缝;一种是矿物或有机质颗粒边缘缝。片状矿物内部或边缘的微裂缝一般比较平直,少量裂缝有轻微弯曲裂缝宽度主要介于 0.02 ~ 1 μm(图 2)。

2.2.3 距主滑脱面距离

岩层构造形变的发生总伴随层间滑动,尤其当两套地层间的岩性发生明显变化时,层间滑动越容易产生,且在相对塑性更强的地层中,更容易发生层间滑动,而作为五峰组 - 龙马溪组一段页岩气层恰好具备以上因素。从纵向上看,上奥套统五峰组、下志留统的龙马溪组和小河坝组是一套厚度达到 400 ~ 500 m 以泥岩为主的地层,其下是数百米厚、不易变形的下古生界碳酸盐岩地层,两套地层岩石物理性质的差异较大。

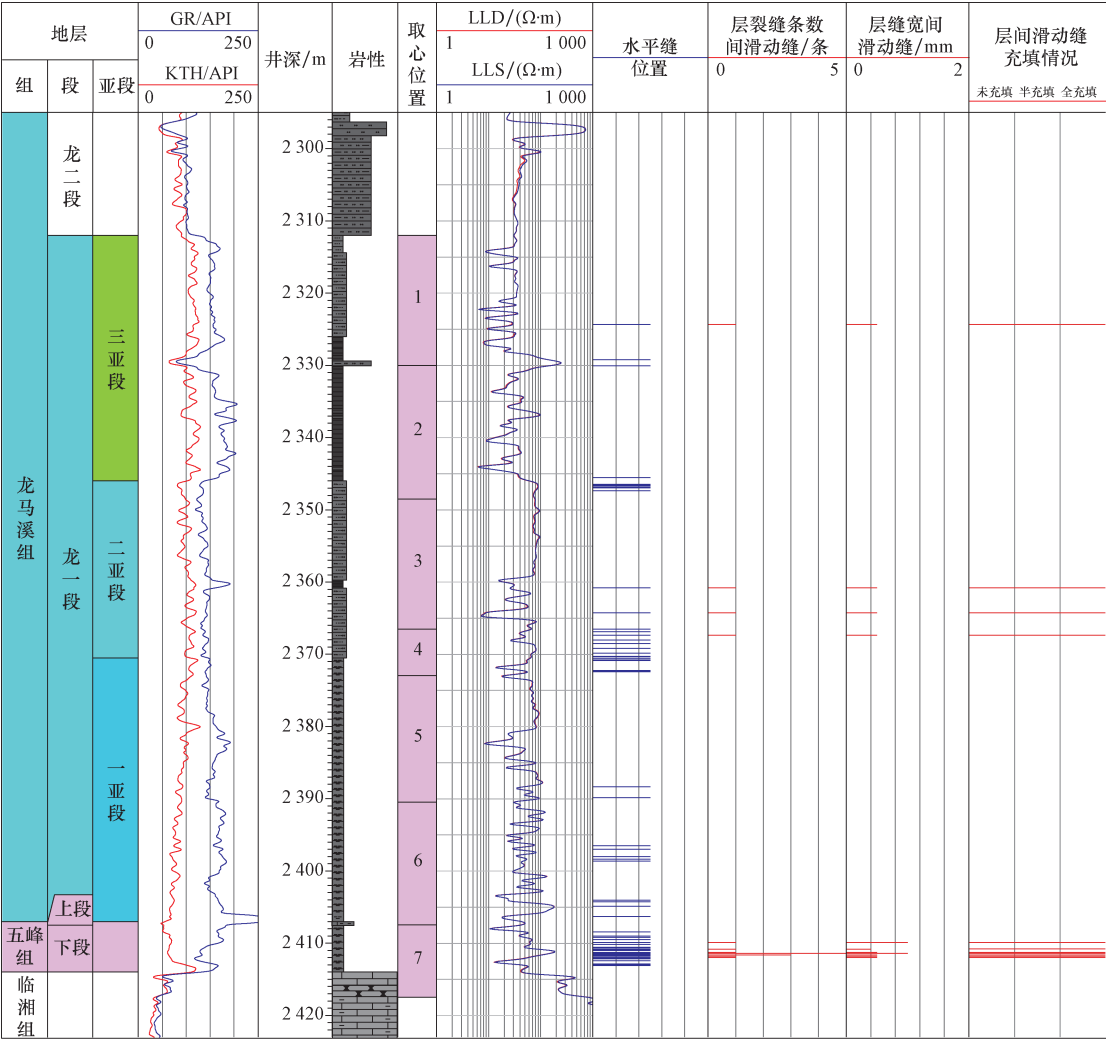


图 5 焦石坝地区 XX3 井五峰组 - 龙马溪组一段层间滑动缝发育特征柱状图

Fig. 5 Column chart showing the features of interlayer slipping fractures in shale from the first member of the Wufeng-Longmaxi Formations in well XX3 in Jiaoshiba area

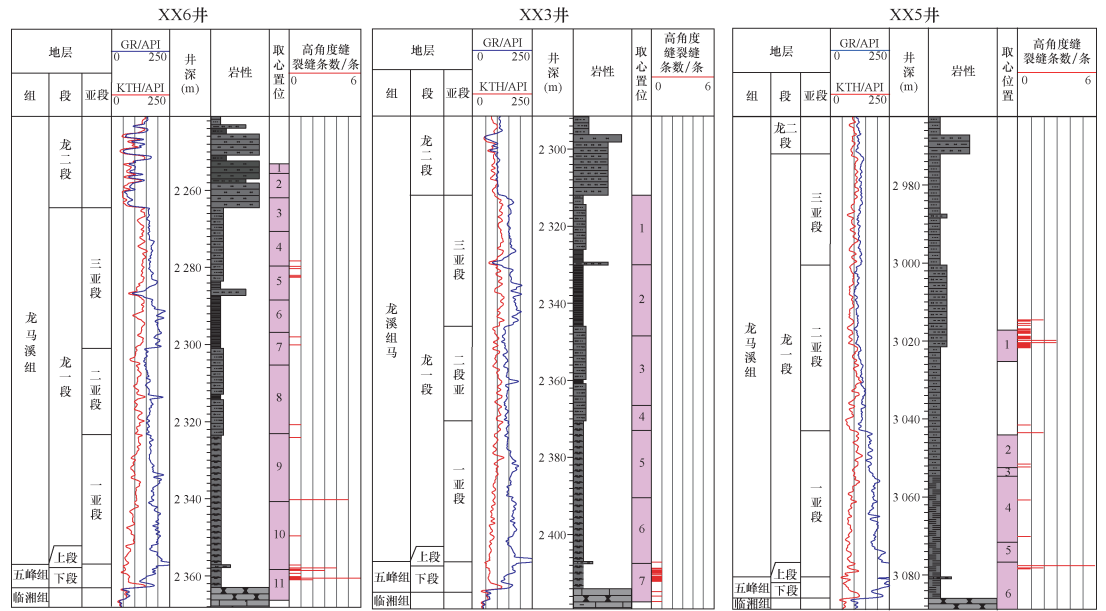


图 6 焦石坝地区 XX6 井 - XX3 井 - XX5 井五峰组 - 龙马溪组一段高角度缝分布对比

Fig. 6 Comparison of high-angle fractures in shales from the first member of the Wufeng-Longmaxi Formations among well XX6, XX3 and XX5 in Jiaoshiba area

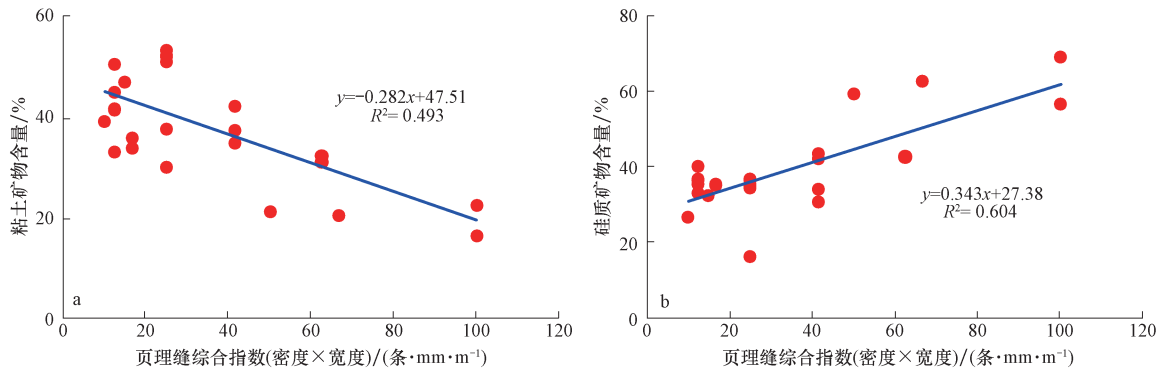


图7 焦石坝地区XX6井页理缝综合指数与粘土矿物(b)、硅质矿物(a)含量交汇图

Fig. 7 Foliation fracture index vs. contents of clay minerals(b) and silica(a) of well XX6 in Jiaoshiba area

当雪峰山—湘鄂西发生逆冲推覆造山作用时,所产生的自南东向北西的挤压应力传递到川东地区,会在五峰组—龙马溪组底部软弱泥岩层会产生滑脱构造,尤其是在距主滑脱面(五峰组与临湘组之间地层界面)更近的泥页岩层,滑脱现象更加明显,相应的层间滑动缝更发育(图5)。

2.2.4 斑脱岩发育程度

斑脱岩是由火山灰降落在海洋环境中经水解而成的粘土岩,在焦石坝地区页岩气层内较发育。由于斑脱岩的存在,这在一定程度上也影响着裂缝的发育。XX1井显示,斑脱岩在五峰组—龙马溪组纵向上发育程度并不相同。其在奥陶系和志留系界线附近尤其发育,其中五峰组中发育了多达26层的钾质斑脱岩,多

呈薄层状,单层厚2~30mm不等(图8),颜色与上、下灰黑色碳质笔石页岩明显不同,多呈灰白色;矿物成分中以粘土矿物中的伊利石和伊蒙矿物为主,含少量的高温透长石、自形的石英等斑晶矿物,粘土矿物中以伊利石和伊蒙矿物,在镜下岩石粘土矿物作定向排列形成定向构造(图8)。由于斑脱岩与上、下灰黑色碳质笔石页岩在矿物成分上有显著的差异,因此在两种岩性界面之间易形成弱理面,在后期构造作用下,可产生许多肉眼可见的裂隙。

2.2.5 构造作用

宏观裂缝形成的主控因素是各期次的构造运动,其控制裂缝发育的数量和分布规律。焦石坝背斜由于受雪峰、大巴山等方向多期构造影响,主要发育北东向

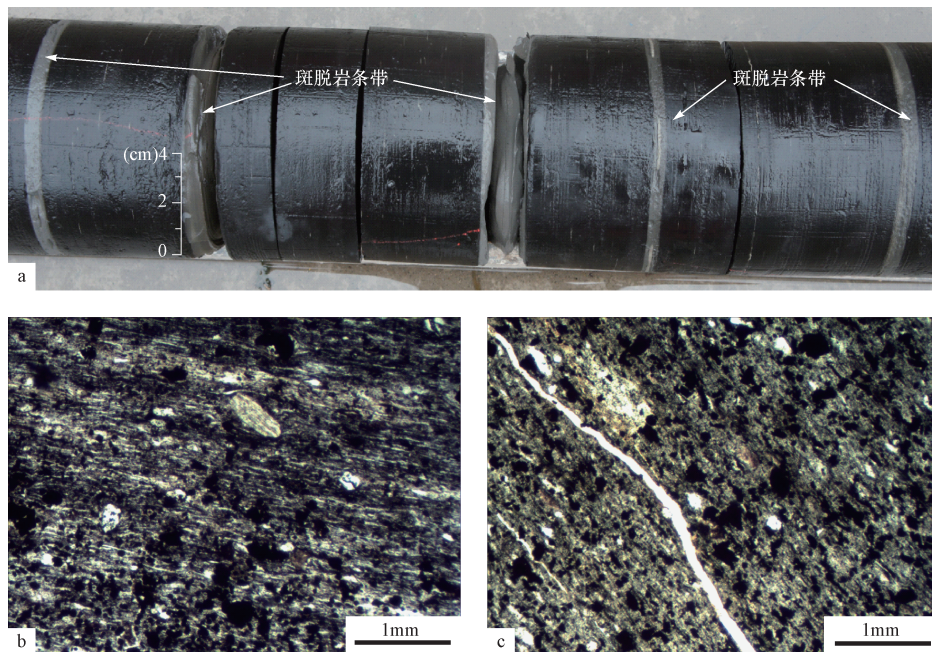


图8 焦石坝五峰组斑脱岩典型特征

Fig. 8 Typical features of bentonites in the Wufeng Formation, Jiaoshiba area

- a. 灰色薄层斑脱岩,XX1井,埋深2 412.32~2 414.55 m; b. 斑脱岩,褐色斑晶与似流纹状结构,XX1井;
c. 斑脱岩,粘土矿物作定向排列,XX1井

和北西向两组断层。断层主要位于焦石坝背斜的边缘及西南部,离断层越近的页岩分布区裂缝越发育,裂缝密度越大,远离断层则正好相反,裂缝相对不发育。而各断层附近裂缝发育的密度差异明显与断裂的性质、规模有关。其中北西向断层(乌江断层)主要受晚期左旋走滑的影响,走滑性质严重,裂缝相对更加的发育。而在断层规模上,北西翼的吊水岩断层、天台场断层的断距与长度最小,裂缝预测显示,其附近裂缝密度也相应的最小,而依次随着断距和长度的增大,石门断层、大耳山断层与乌江断层附近裂缝密度也相应的增加(图9a,b)。

3 天然裂缝发育程度对产能的影响

焦石坝区块五峰组-龙马溪组一段为页岩气层的主要发育层段,特别是五峰组-龙马溪组一段一亚段,厚度约38 m,表现为高TOC、高含气量以及低密度等特征,为优质页岩气层段,目前焦石坝所有开发水平井均选择五峰组-龙马溪组一段一亚段作为水平井靶窗进行钻进。根据目前的资料,总结了气产量与各因素的相关关系,研究发现,焦石坝单井产量除与地质因素(如TOC、脆性指数、含气量和孔隙度等)和工程因素(总液量、总砂量、射孔簇数、试气段长等)均有相关性外,还与天然裂缝发育的程度有关。

3.1 微裂缝和水平裂缝

前文已详细论述,焦石坝地区天然微裂缝和水平裂缝(页理缝和层间滑动缝)通过氩离子抛光扫描电镜和岩心剖切观察可以普遍见到,在平面上发育程度

差异性较小,在纵向上则在五峰组-龙马溪组下部更为发育。这两种裂缝的宽度在地面上显示通常较窄,推测这两种裂缝的发育程度在地腹条件下不如地面上发育,这可能是由于岩心被取到地面上,由于应力和压力的释放,岩石会沿一些弱理面发生破裂,从而造成地面上裂缝更为发育。在焦石坝地区,这两种裂缝在远离主干断裂较远的区域,对页岩气富集和产出具有积极的意义。其不但可以为页岩气的游离提供储渗空间,增加游离态页岩气的含量,而且天然微裂缝和水平缝也易于与后期人工体积压裂改造形成的裂缝形成裂缝网络,从而使页岩气解吸-扩散-渗流进入井筒采出,最终获得工业产能。但在距离主干断裂较近的区域,则情况相反,天然微裂缝和水平裂缝一旦与大型断裂连通,对于页岩气的保存条件极为不利,页岩气井含气性、压力系数明显较低。

3.2 高角度缝

涪陵焦石坝区块页岩气产能相对高的井基本分布于焦石坝构造主体部位,产能相对低的井则紧靠周边断裂带。统计表明,靠近裂缝发育带已测试井平均测试产量为 $17.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,只有主体区的49.01%,同时产能相对较低井具有钻井漏失量大、实测压力略有偏低等特征。研究发现,以上现象的出现与断裂附近发育的开启性高角度宏观裂缝的发育程度密切相关。而高角度裂缝的发育程度前文已详细论述,明显受断裂的性质和规模等的控制,在断裂带附近,由于裂缝的规模较大,加之开启性裂缝较多,对页岩气的保存明显起到一定的破坏作用,页岩气会在浓度差的驱使下,向裂缝开启区运移与散失,从而会造成页岩气藏含气丰度得降低。

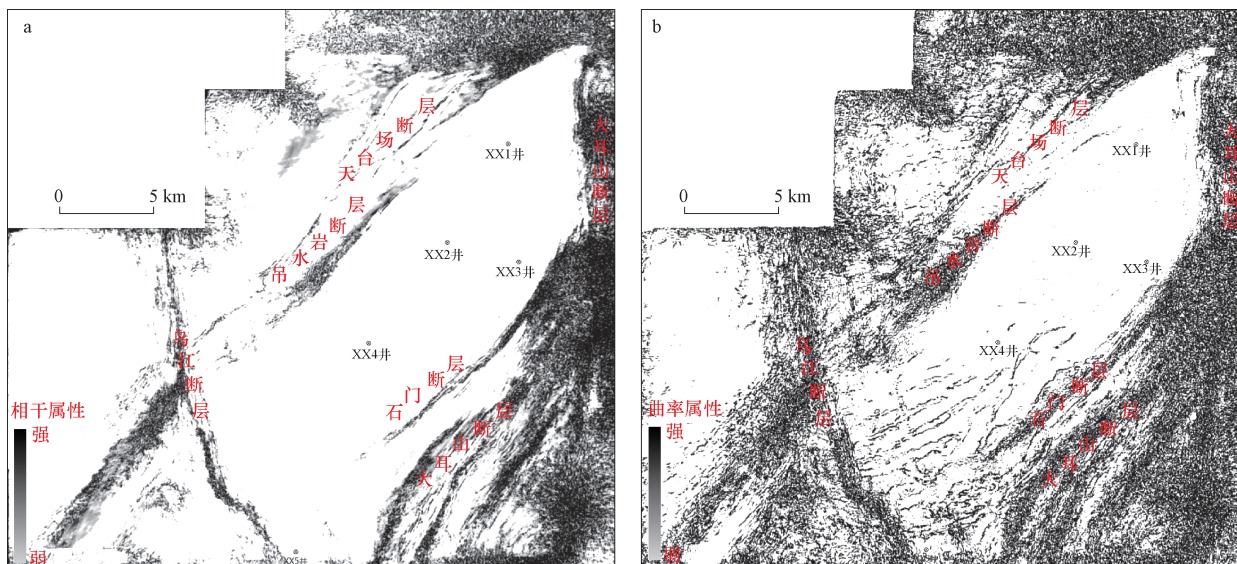


图9 焦石坝地区五峰组底界相干属性(a)与曲率属性(b)

Fig. 9 Physical property map at the bottom of the Wufeng Formation in Jiaoshiba area

a. 相干属性平面图; b. 曲率属性平面图

另外,开启性高角度裂缝同样可能会对页岩气层后期压裂改造的有效性造成不利的影响,这是因为一方面开启的裂缝可能会大量吸收压裂液及其能量,阻碍了新裂缝的形成,仅仅形成单一的裂缝,而不会形成缝网;另一方面压裂液及其能量也会沿着裂缝壁进入上覆或下伏地层发生漏层,这样大大地分散和减弱了压裂液的压力,影响了裂缝的延展性,降低了压裂处理的效果。

4 结论

1) 焦石坝地区五峰组-龙马溪组页岩发育微观裂缝(解理缝、晶间缝和贴粒缝)和宏观裂缝(高角度缝——斜交缝和垂直缝、水平缝——页理缝和层间滑动缝)。

2) 不同裂缝在纵横向上发育程度明显不同。微观裂缝和宏观裂缝中的水平缝(页理缝和层间滑动缝)在纵向上都有发育,但在页岩气层底部最为发育;高角度缝在远离断裂带的构造稳定区主要发育在五峰组,而靠近断裂带在页岩气层均有发育。

3) 焦石坝地区五峰组-龙马溪组页岩裂缝的发育明显受到岩层的力学性质、页岩气层异常高压、距主滑脱面的距离、斑脱岩的发育程度以及构造作用所控制。

4) 焦石坝地区页岩气井单井产量与天然裂缝发育的程度密切相关。页岩气产能相对低的井多靠近于断裂带,开启性高角度裂缝与断裂沟通形成断缝耦合系统,造成页岩气藏丰度降低、实测地层压力略有偏低、钻井漏失量大、人工体积改造有效性降低等特征。

参 考 文 献

- [1] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [2] Hill D G, Nelson C R. Reservoir properties of the Upper Cretaceous Lewis Shale; a new natural gas play in the San Juan Basin[J]. AAPG Bulletin(August 2000), 84(8): 1240.
- [3] Martineau D F. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 399-403.
- [4] Pollastro R M. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91: 551-578.
- [5] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. 石油与天然气地质, 2013, 36(1): 1-6.
Wang Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 36(1): 1-6.
- [6] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(3): 425-430.
- Wang Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(3): 425-430.
- [7] 曾联波, 肖淑蓉. 低渗透储集层中的泥岩裂缝储集体[J]. 石油实验地质, 1999, 21(3): 266-269.
- Zeng Lianbo, Xiao Shurong. Fractures in the mudstone of tight reservoirs[J]. Experimental Petroleum Geology, 1999, 21(3): 266-269.
- [8] 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 mudstone in Gulong depression [J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(1): 50-54.
- [9] 张金功, 袁政文. 泥质岩裂缝油气藏的成藏条件及资源潜力[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(4): 336-338, 347.
Zhang Jingong, Yuan Zhengwen. Formation and potential of fractured mudstone reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(4): 336-338, 347.
- [10] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392-400.
Li Xinjing, Hu Suyun, Cheng Keming. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America [J]. Petroleum Exploration & Development, 2007, 34(4): 392-400.
- [11] 丁文龙, 许长春, 久凯, 等. 泥页岩裂缝研究进展[J]. 地球科学进展, 2011, 26(2): 135-144.
Ding Wenlong, Xu Changchun, Jiukai et al. The Research progress of shale fractures [J]. Advances in earth science, 2011, 26(2): 135-144.
- [12] 王适择, 李忠权, 郭明, 等. 川南长宁地区龙马溪组页岩裂缝发育特征[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(36): 10887-10898.
Wang Shize, Li Zhongquan, Guo ming, et al. Developmental characteristics of Longmaxi Formation shale fissure in Changning of South of Sichuan Area [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(36): 10887-10898.
- [13] 郭君宇, 王宁. PS 区块页岩裂缝发育特征及其对储集能力的影响[J]. 油气藏评价与开发, 2015, 5(1): 21-25.
Guo Junyu, Wang ning. Feature of shale fissure and its effects on reservoir performance affected by micro-fractures [J]. Reservoir evaluation and development, 2015, 5(1): 21-25.
- [14] 杨迪, 刘树根, 单钰铭, 等. 四川盆地东南部习水地区上奥陶统-下志留统泥页岩裂缝发育特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(5): 543-552.
Yang Di, Liu Shugen, Shan Yuming. Fracture characteristics of shale in Upper Ordovician-Lower Silurian in Xishui area, southeast of Sichuan Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2013, 40(5): 543-552.
- [15] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 484-491.
Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China [J]. Acta Petroli Sinica, 2009, 30(4): 484-491.
- [16] 张金川, 龙鹏宇, 唐玄, 等. 泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气勘探和开发的影响[J]. 页岩气地球科学, 2011, 22(3): 525-532.
Zhang Jinchuan, Long Pengyu, Tang Xuan, et al. Feature of muddy Shale fissure and its effect for shale gas exploration and development

- [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 525-532.
- [17] 陈叶, 李泽欣, 陶传奇, 等. 页岩储层裂缝发育因素分析及产能评价[J]. 内江科技, 2015, 36(1): 93-95.
- Chen Ye, Li Zexin, Tao Chuanqi, et al. Shale reservoir fracture development factors and productivity evaluation [J]. Nei Jiang Science & Technology, 2015, 36(1): 93-95.
- [18] 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.
- [19] 梁榜, 张梦吟, 蔡进. 泥页岩裂缝发育特征及其对含气性的影响[J]. 江汉石油科技, 2013, 13(4): 1-5.
- Liang Bang, Zhang Mengyin, Cai jin. Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation [J]. Jianghan Petroleum Science and Technology, 2013, 13(4): 1-5.
- [20] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 893-901.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area [J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901.
- [21] 郭旭升. 南海海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探及实践认识[J]. 地质学报, 2014, 8(7): 1209-1218.
- Guo Xusheng. Rules of Two-Factor enrichment for marine shale gas in southern China—understanding from the Longmaxi formation shale gas in Sichuan basin and its surrounding area [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 8(7): 1209-1218.
- [22] 郭旭升. 涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
- Guo Xusheng. Enrichment mechanism and exploration technology of Jiaoshiba area in Fuling shale gas field [M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [23] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 海相和湖相页岩气富集机理分析与思考: 以四川盆地龙马溪组 and 自流井组大安寨段为例[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 18-28.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Li Yuping, et al. Analyses and thoughts on accumulation mechanisms of marine and lacustrine shale gas: A case study in shales of Longmaxi Formation and Da'anzhai Section of Ziliujing Formation in Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 18-28.
- [24] 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.
- [25] 曾联波, 肖淑蓉. 低渗透储集层中的泥岩裂缝储集体[J]. 石油实验地质, 1999, 21(3): 266-269.
- Zeng Lianbo, Xiao Surong. Fractures in the mudstone of tight reservoirs [J]. Experimental petroleum geology, 1999, 21(3): 266-269.
- [26] Narr W, Currie J B. Origin of fracture porosity-example from Altamont Field, Utah [J]. AAPG Bulletin, 1982, 66(9): 326-335.

(编辑 董立)

ISSN 0253-9985

CN 11-4820/TE

欢迎订阅 2017 年《石油与天然气地质》期刊

双月刊

全年定价 360 元

邮发代号 82-287

美国《工程索引》(EI)、《中国科学引文数据库》(CSCD)、北京大学《中文核心期刊要目总览》收录期刊

期刊简介:《石油与天然气地质》创刊于 1980 年,以记录我国石油地质领域的重大科研成果、反映本学科最新科技水平、促进国内外学术交流、提高石油地质研究和实践水平为办刊宗旨。

主要栏目:“专家论坛”、“油气地质”、“勘探开发”、“技术方法”以及我国石油勘探领域重大成果的新闻报道等。

读者对象:石油地质行业的广大科研人员和高等院校师生。

通信地址:北京市海淀区学院路 31 号 中石化石油勘探开发研究院《石油与天然气地质》编辑部

邮 编:100083

电 话:(010)82312164, 82312320

电子信箱:ogg_syky@sinopec.com

开 户 行:建行北京花园路支行

帐 号:11001028500053003178

网 址:http://ogg.pepris.com

行 号:105100005060

单位名称:中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院